

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

---

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

**№ 3**

**2020**

# **НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ**

**(политехнический вестник)**

**2020, № 3**

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

**[www.id-yug.com](http://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, № 3**

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

**[www.id-yug.com](http://www.id-yug.com)**

It is founded in 2013.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Certificate on registration of mass media:

ПИ № ФС77-53093 of March 07, 2013.

Эл № ФС77-53092 of March 07, 2013.

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



**БЕРЕЖНОЙ Сергей Борисович,**

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

**BEREZHNOY Sergey Borisovich,**

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

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

**КАСЬЯНОВ Геннадий Иванович,**

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

**KASYANOV Gennady Ivanovich,**

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

**ФОМЕНКО Олег Яковлевич,**

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

**FOMENKO Oleg Yakovlevich,**

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

**АНТОНИАДИ Дмитрий Георгиевич,**

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

**ANTONIADI Dmitry Georgiyevich,**

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

**АТРОЩЕНКО Валерий Александрович,**

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

**ATROSHCHENKO Valery Aleksandrovich,**

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

**БАБУШКИН Виктор Михайлович,**

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

**BABUSHKIN Victor Mikhaylovich,**

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

**БЛЕДНОВА Жесфина Михайловна,**

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

**BLEDNOVA Zhesfina Mikhaelovna,**

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

**ГЛАДИЛИН Александр Васильевич,**

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

**GLADILIN Alexander Vasilyevich,**

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

-----  
**ДОМБРОВСКИЙ Александр Николаевич,**

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

**DOMBROVSKY Alexander Nikolaevich,**

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

-----  
**КАЗЕЕВ Камил Шагидуллович,**

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

**KAZEEV Kamil Shagidulovich,**

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

-----  
**КОЛЕСНИКОВ Сергей Ильич,**

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

**KOLESNIKOV Sergey Ilyich,**

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

**КОРЕНА Елена Павловна,**

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

**KORNENA Elena Pavlovna,**

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

-----  
**МОСКВИЧ Вадим Константинович,**

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

**MOSKVICH Vadim Konstantinovich,**

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

-----  
**ПОЛИДИ Александр Анатольевич,**

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

**POLIDI Alexander Anatolyevich,**

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

-----  
**САВЕНОК Ольга Вадимовна**

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

**SAVENOK Olga Vadimovna**

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

**СИМАНКОВ Владимир Сергеевич,**

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

**SIMANKOV Vladimir Sergeyevich,**

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

-----  
**СМЕЛЯГИН Анатолий Игоревич,**

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

**SMELYAGIN Anatoly Igorevich,**

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

-----  
**СТРЕЛЬНИКОВ Виктор Владимирович,**

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

**STRELNIKOV Victor Vladimirovich,**

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

-----  
**ТРУФЛЯК Евгений Владимирович,**

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

**TRUFLYAK Evgeny Vladimirovich,**

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

**ТУЛЕШОВ Амандык Куатович,**

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

**TULESHOV Amandyk Kuatovich,**

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

-----  
**УРТЕНОВ Махамет Али Хусеевич,**

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

**URTENOV Makhamet Ali Huseevich,**

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

-----  
**УСАТИКОВ Сергей Васильевич,**

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

**USATIKOV Sergey Vasilyevich,**

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

-----  
**ЧЕРНЫХ Анатолий Иосифович,**

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

**CHERNYKH Anatoly Iosifovich,**

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

-----  
**ЧЕШЕВ Анатолий Степанович,**

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

**CHESHEV Anatoly Stepanovich,**

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

**ШАЗЗО Аслан Юсуфович,**

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

**SHAZZO Aslan Yusufovich,**

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

-----  
**ШАЗЗО Рамазан Измаилович,**

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

**SHAZZO Ramazan Izmailovich,**

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

-----  
**ШАПОШНИКОВА Татьяна Леонидовна,**

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

**SHAPOSHNIKOVA Tatyana Leonidovna,**

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

-----  
**ЯСЬЯН Юрий Павлович,**

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

**YASYAN Yury Pavlovich,**

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



**УЧРЕДИТЕЛЬ**

ООО «Издательский Дом – Юг»

**FOUNDER**

JSC «Publishing House – South»

**АДРЕС РЕДАКЦИИ И  
ИЗДАТЕЛЯ:**

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

**ADDRESS OF EDITION  
AND PUBLISHER:**

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

**ЗАВЕДУЮЩИЙ РЕДАКЦИЕЙ**

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

**MANAGER OF EDITION**

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

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

**ДИРЕКТОР ИЗДАТЕЛЬСТВА**

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

**DIRECTOR OF PUBLISHING HOUSE**

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

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

**[www.id-yug.com](http://www.id-yug.com)**

## СОДЕРЖАНИЕ / CONTENTS

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

#### Физико-математические науки Physical and mathematical sciences

**Смелягин А.И.**

Теоретические исследования работа полировщика реальными законами механики ..... 19

**Smelyagin A.I.**

Theoretical research work of the robot polisher by real laws of mechanics

#### Химико-биологические науки Chemical and Biological Sciences

**Багирова Н.Н., Гусейнова М.А.**

Использование этанола и бутанола в качестве добавки к бензиновому топливу, для снижения выбросов в атмосферу ..... 25

**Bagirova N.N., Huseynova M.A.**

Use of ethanol and butanol as an additive to gasoline fuel to reduce emissions into the atmosphere

**Мамедханова С.А.**

Влияние некоторых факторов на процесс каталитического крекинга ..... 32

**Mamedhanova S.A.**

Influence of some factors on the catalytic cracking process

#### Науки о земле Sciences about the earth

**Антонов Е.Н., Шутов Д.В.**

Анализ текущего состояния разработки Самотлорского месторождения ..... 37

**Antonov E.N., Shutov D.V.**

Analysis of the current state of development of the Samotlorskoye field

**Батыров М.И., Савенок О.В.**

Характеристика и изученность основных свойств продуктивных пластов Пальяновской площади Красноленинского месторождения ..... 58

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

Characteristics and study of the main properties of the productive layers of the Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field

**Батыров М.И., Савенок О.В.**

Проведение разведочных работ в северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения ..... 72

<b>Batyrov M.I., Savenok O.V.</b> Conducting exploration works on the north-west part of the Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field	
<b>Гасумов Э.Р.</b> Оценка потерь газа при переходе скважины в стадию капитального ремонта .....	89
<b>Gasumov E.R.</b> Assessment of gas losses during the well transition in the stage of overview	
<b>Кусов Г.В.</b> Автоматизация газоперекачивающего агрегата дожимной компрессорной станции на уренгойском газоконденсатном месторождении .....	93
<b>Kusov G.V.</b> Automation of the gas pumping unit of the boost compressor station on the urengoyskoye gas and condensate field	
<b>Лешкович Н.М.</b> Обоснование петрофизических и интерпретационных моделей ГИС чокракских коллекторов площади Новая .....	122
<b>Leshkovich N.M.</b> Substantiation of petrophysical and interpretation well logging models of chokrak reservoirs of the Novaya field	
<b>Мартюшев Д.А., Савенок О.В.</b> Геологические основы для проектирования и анализа текущего состояния разработки Варандейского месторождения .....	153
<b>Martyushev D.A., Savenok O.V.</b> Geological foundations for design and analysis of the current state of development of the Varandeyskoye field	
<b>Ноговицын Ю.О., Ряскин А.В., Шутов Д.В.</b> Техника и технология проведения подземного ремонта скважин с применением гибких труб на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении .....	164
<b>Nogovitsyn Yu.O., Ryaskin A.V., Shutov D.V.</b> Technology and technology of underground repair of wells using flexible pipes on the Urengoyskoye oil, gas and condensate field	
<b>Петрушин Е.О., Арутюнян А.С.</b> Геолого-промысловая характеристика и анализ системы разработки Сурковского газоконденсатного месторождения .....	183
<b>Petrushin E.O., Arutyunyan A.S.</b> Geological and field characteristics and analysis of the development system of the surkovskoye gas and condensate field	
<b>Петрушин Е.О., Арутюнян А.С.</b> Анализ технологических режимов эксплуатации скважин Сурковского газоконденсатного месторождения .....	195
<b>Petrushin E.O., Arutyunyan A.S.</b> Analysis of technological regimes of operation of wells on the Surkovskoye gas and condensate field	

**Поварова Л.В., Батыров М.И.**  
Обоснование выбора бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов ..... 215  
**Povarova L.V., Batyrov M.I.**  
Justification of the choice of drilling fluid for opening of productive formations

**Сухин А.А., Савенок О.В.**  
Анализ геолого-промысловой и технологической информации для проектирования мероприятий по интенсификации притока газа на Астраханском газоконденсатном месторождении ..... 237  
**Sukhin A.A., Savenok O.V.**  
Analysis of geological and field and technological information for designing measures for intensification of the gas flow on the astrakhanskoye gas-condensate field

**Шиян С.И., Березовский Д.А., Шелест Д.А., Шутов Д.В.**  
Анализ текущего состояния и контроль за разработкой Красновского газонефтяного месторождения ..... 258  
**Shiyan S.I., Berezovskiy D.A., Shelest D.A., Shutov D.V.**  
Analysis of the current status and control of development of the Krasnovskoye gas and oil field

**Шиян С.И., Березовский Д.А., Шелест Д.А., Шутов Д.В.**  
Техника и технология строительства боковых стволов на Красновском газонефтяном месторождении ..... 269  
**Shiyan S.I., Berezovskiy D.A., Shelest D.A., Shutov D.V.**  
Equipment and technology of side stream construction on the krasnovskoye gas and oil field

**Шиян С.И., Ильинский К.А., Фесенко М.Ю.**  
Геолого-промысловые условия применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на Северо-Тарасовском нефтяном месторождении ..... 294  
**Shiyan S.I., Ilinskii K.A., Fesenko M.Yu.**  
Geological and field conditions for the application of methods of increasing oil recovery on the North-Tarasovskoye oil field

**Шиян С.И., Ильинский К.А., Фесенко М.Ю.**  
Анализ текущего состояния разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения ..... 331  
**Shiyan S.I., Ilinskii K.A., Fesenko M.Yu.**  
Analysis of the current state of development of the north-tarasovskoye oil field

## **Строительство. Транспорт Construction. Transport**

**Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Нагорный В.В.**  
Модели формирования эффективной логистической системы ..... 359  
**Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Nagorny V.V.**  
Models for creating an effective logistics system

**Надирян С.Л., Нагорный В.В., Баглай Ф.А.**  
Повышение уровня доступности услуг  
городского пассажирского транспорта на примере маршрута № 11 г. Краснодара ... 363

**Nadiryay S.L., Nagorny V.V., Baglay F.A.**  
Improving the availability  
of urban passenger transport services on the example of route 11 of Krasnodar

**Шешукова М.А.**  
Усиление плит перекрытия  
от продавливания стержнями Hilti HZA-P ..... 368

**Sheshukova M.A.**  
Reinforcement of floor slabs  
from pushing through with Hilti HZA-P rods

## **Топливо-энергетический комплекс** **Fuel and energy complex**

**Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А.**  
Анализ переходных характеристик системы шестого порядка  
с тремя корнями кратностью два характеристического уравнения ..... 372

**Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechonkin O.A.**  
The analysis of transient characteristics of a sixth order system  
with three double solutions of the characteristic equation

**Добробаба Ю.П., Асланова Д.А., Мурлина В.А.**  
Симметричная оптимальная по быстродействию  
диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода  
постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями  
по второй и четвёртой производным скорости ..... 379

**Dobrobaba Yu.P., Aslanova D.A., Murlina V.A.**  
Symmetric optimal speed diagram of the movement  
of the executive body of a dc electric drive with  
an elastic shaft line with restrictions on the second  
and fourth speed derivatives

**Добробаба Ю.П., Асланова Д.А.**  
Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма  
перемещения исполнительного органа электропривода  
постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями  
по первой, второй и четвёртой производным скорости ..... 384

**Dobrobaba Yu.P., Aslanova D.A.**  
Symmetric optimal-speed diagram of the movement  
of the executive body of a dc electric drive with  
an elastic shaft line with restrictions on the first,  
second and fourth speed derivatives

## **Экология. Техносферная безопасность** **Ecology. Technosphere Security**

**Герайбейли С.А.**  
Выбор нейтрализаторов при использовании отходов ..... 389

**Geraybeyli S.A.**  
The choice of converters when using waste

**Дворная З.М., Дворная З.Л.**

Активизация научно-познавательной деятельности студентов в вузах технического профиля (в аспекте преподавания дисциплины «русский язык и культура речи») ..... 397

**Dvornaya Z.M., Dvornaya Z.L.**

Activation of scientific and educational activities students in technical universities (in the aspect of teaching the discipline «russian language and speech culture»)

**Дворная З.М.**

Обучение студентов инженерных специальностей работе с текстами профессиональной направленности ..... 400

**Dvornaya Z.M.**

Teaching of engineering students working with professional texts orientation

**Дворная З.М.**

Развитие у иностранных студентов речевых навыков в процессе изучения текстов лингвострановедческой тематики ..... 403

**Dvornaya Z.M.**

Development of speech skills in foreign students skills in the process of studying texts linguistic and cultural topics

**Савицкий Ю.А., Нефедовский В.А., Терехов В.В.**

Современный взгляд на естественно-научную грамотность обучаемых ..... 405

**Savitskiy Yu.A., Nefedovskiy V.A., Terekhov V.V.**

Modern view of natural science literacy of students

**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ  
И ПРИКЛАДНЫЕ  
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC  
AND APPLIED  
RESEARCHES**





621.01

## ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РОБОТА ПОЛИРОВЩИКА РЕАЛЬНЫМИ ЗАКОНАМИ МЕХАНИКИ



## THEORETICAL RESEARCH WORK OF THE ROBOT POLISHER BY REAL LAWS OF MECHANICS

**Смелягин Анатолий Игоревич**

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

**Аннотация.** При разработке и создании новых машин в обязательном порядке проводятся их теоретические исследования. Эти исследования состоят из структурного, кинематического и динамического анализа создаваемого устройства. Окончательное решение о возможном внедрении разрабатываемой техники принимается по полученным результатам теоретических исследований. Наука, изучающая механические взаимодействия, движения и равновесие материальных тел, называется Механикой. Фундамент современной классической механики построен на законах Ньютона. Эти законы позволили сформулировать и вывести основные аксиомы, принципы, теоремы и 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. Следовательно, они и все полученные на их основе теоремы, принципы и уравнения являются приближенными. Опираясь на современные знания и понятия, в работе приводятся основные реальные аксиомы – законы, которые моделируют взаимодействия и движения материальных объектов и механических систем. Используя эти реальные аксиомы – законы проводится теоретическое исследование многоподвижного робота полировщика.

**Ключевые слова:** аксиомы, законы, взаимодействие, механическое движение, робот, сила, момент, масса, момент инерции, закон движения, скорость, ускорение.

**Smelyagin Anatoly Igorevich**

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

**Annotation.** When developing and creating new machines, their theoretical research is mandatory. These studies necessarily consist of structural, kinematic and dynamic analysis of the device being created. The final decision on the possible implementation of the developed technology is made based on the results of theoretical research. The science that studies the mechanical interactions, movements, and equilibrium of material bodies is called Mechanics. The Foundation of modern classical mechanics is based on Newton's laws. These laws allowed us to formulate and derive the basic axioms, principles, theorems, and equations of mechanics. The analysis of Newton's laws-axioms shows that, strictly speaking, they are neither laws nor axioms. This is because they only describe the movement of objects that do not exist in nature, namely material points. Therefore, they and all the theorems, principles, and equations derived from them are approximate. Based on modern knowledge and concepts, the paper presents the main real axioms-laws that model the interaction and movement of material objects and mechanical systems. Using these real axioms – laws, a theoretical study of a multi-moving robot polisher is carried out.

**Keywords:** axioms, laws, interaction, mechanical motion, robot, force, moment, mass, moment of inertia, law of motion, speed, acceleration.

### **В**ведение

Наука, исследующая взаимодействия, равновесие и механические движения, динамику материальных тел, называется классической механикой [1–3].

Основой классической механики являются труды Галилея, Ньютона, Эйлера [4–6], а также выведенные из них общие теоремы динамики и принципы [1–8].

Анализ классических законов – аксиом И. Ньютона и современных их формулировок показывает, что они не являются ни законами и ни аксиомами. Это обусловлено тем, что так называемые законы Ньютона относятся только к не существующим материальным точкам [7–12].

Поэтому в [13, 14] были сформулированы новые реальные законы движения и равновесия механических объектов. Эти немного модифицированные законы имеют вид.

### Законы-Аксиомы движения

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

*Следствия из законов 2 и 2\*.*

1. Если на исследуемое тело действует внешняя уравновешенная система взаимодействий, то оно находится в равновесии или покое.

$$\sum A_{ij} = 0. \quad (5)$$

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

$$\sum A_{\Phi ij} = 0. \quad (6)$$

Следствия 1 и 2 вытекают из того, что, если на исследуемое тело действует внешняя уравновешенная система взаимодействий, то нет условий для совершения работы (5) и нет условий для возникновения инерционных взаимодействий (6), которые приводят тела в движение или изменяют его.

Следует отметить, что уравнение (5) – это условие статического равновесия материальных тел.

Из уравнений (2-6) следует, что если исследуемый механический объект имеет несколько степеней свободы, то для его исследования необходимо записывать столько уравнений, сколько у него подвижностей.

Приведём на конкретных примерах практическое применение полученных законов движения и докажем их достоверность для механических систем с многими степенями свободы.

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

#### **Исследование работа полировщика**

Исследуемый робот (рис. 1) предназначен для полировки плоских деталей, плит, стен и других подобных изделий.

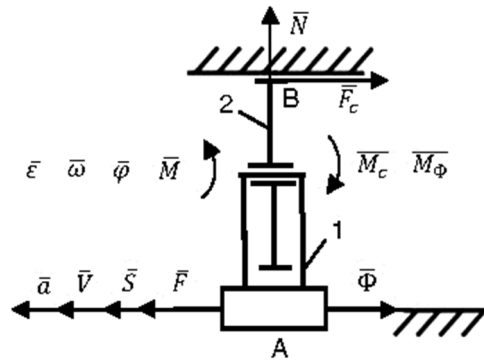


Рисунок 1 – Робот

Робот имеет шлифовальный круг 2, который жёстко закреплён в подвижной каретке 1.

Каретка массой  $m_1$  перемещается в направляющих под действием силы  $F$  и силы инерции  $\Phi$ .

Шлифовальный круг радиусом  $R$ , массой  $m_2$  и с моментом инерции  $I = m_2 R^2$  совершает вращательное движение под действием момента сил  $M$ . Также на круг действуют:

- момент сил трения качения  $M_c$ ;
- момент сил инерции  $M_\Phi$ ;
- сила сопротивления движению колеса  $F_c$ .

Необходимо найти законы движения каретки и шлифовального круга.

Для исследования движения тела воспользуемся законом движения материальных тел, например, 2\*.

В соответствии с этим законом, суммарная работа внешних и инерционных взаимодействий материальных тел в любое мгновение равна нулю:

$$\sum A_{\Sigma ij} = 0. \quad (7)$$

Для того чтобы определить сколько уравнений (7) надо записать уравнений для исследуемого объекта, найдём, сколько у него степеней свободы (подвижность  $W$ ).

В соответствии с [15–19] подвижность исследуемого тела определится по формуле:

$$W = \Pi n - \sum_{i=1}^{\Pi-1} (\Pi - i) p_i, \quad (8)$$

где  $\Pi$  – 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 двухподвижном ( $\Pi = 2$ ) пространстве [15–19].

Подставив начальные условия в (8), найдём формулу для определения подвижности исследуемого устройства:

$$W = 2n - p_1. \quad (9)$$

Робот имеет два материальных тела – звена ( $n = 2$ ) и две одноподвижные кинематические пары  $A$  и  $B$  ( $p_1 = 2$ ). Кинематическая пара  $A$  является поступательной, а пара  $B$  – вращательной.

После подстановки исходных данных в (9), найдём, что подвижность исследуемого объекта будет равна  $W = 2$ .

Одна подвижность роботу нужна чтобы перемещаться вдоль обрабатываемой детали, а вторая – для реализации процесса шлифования.

С учётом того, что исследуемый объект имеет две степени свободы, уравнение (7) для исследуемого робота примет вид:

$$\begin{cases} \sum A_{\Sigma i1} = 0 \\ \sum A_{\Sigma i2} = 0 \end{cases}, \quad (10)$$

где индекс 1 относится к каретке, а индекс 2 к шлифовальному кругу.

Раскроем, в соответствии с (4), уравнение (10) для поступательно движущейся каретки (рис. 1):

$$FS - F_c S - \Phi S = 0. \quad (11)$$

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

- трения скольжения:

$$F_c = f m_1 g, \quad (12)$$

- инерции:

$$\Phi = m_1 a, \quad (13)$$

где  $f$  – коэффициент трения скольжения.

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

$$m_1 a = F - f m_1 g. \quad (14)$$

Преобразовав (14), получим:

$$\frac{dV}{dt} = \frac{F - f m_1 g}{m_1}. \quad (15)$$

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

$$V = \frac{F - f m_1 g}{m_1} t, \quad (16)$$

$$S = \frac{F - f m_1 g}{m_1} \frac{t^2}{2}. \quad (17)$$

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

Теперь рассмотрим вращательное движение шлифовального колеса, для чего, в соответствии с (4), раскроем второе уравнение системы (10) (рис. 1):

$$M\varphi - M_c\varphi - M_\Phi\varphi = 0. \quad (18)$$

Примем, что моменты сил трения и сил инерции, соответственно определяются:

$$M_c = \mu N, \quad (19)$$

$$M_\Phi = I\varphi'', \quad (20)$$

где  $\mu$  – коэффициент трения качения;  $N$  – сила прижатия колеса к обрабатываемой детали;  $\varphi$  – угол поворота колеса.

С учётом (19) и (20) уравнение (18) примет вид:

$$M - \mu N - m_2 R^2 \varphi'' = 0. \quad (21)$$

Решив (21) относительно углового ускорения шлифовального колеса, получим:

$$\varphi'' = \frac{M - \mu N}{m_2 R^2}. \quad (22)$$

После двукратного интегрирования (22) найдем угловую скорость и закон движения колеса при его вращении:

$$\varphi' = \frac{M - \mu N}{m_2 R^2} t + C_1, \quad (23)$$

$$\varphi = \frac{M - \mu N}{2 m_2 R^2} t^2 + C_1 t + C_2, \quad (24)$$

где  $C_1$  и  $C_2$  – постоянные интегрирования.

С учётом принятых начальных условий, что при  $t = 0$   $\dot{\varphi}_0 = 0$  и  $\varphi_0 = 0$ , уравнения (23) и (24) примут вид:

$$\dot{\varphi} = \frac{M - \mu N}{m_2 R^2} t, \quad (25)$$

$$\varphi = \frac{M - \mu N}{2m_2 R^2} t^2. \quad (26)$$

Анализ поворотного колеса (рис.1) показывает, что его движение является сложным. Следовательно, для определения кинематических характеристик любых точек колеса необходимо воспользоваться теоремой о сложении скоростей и ускорений при сложном движении.

### Выводы

По результатам работы можно заключить:

- с помощью новых законов движения материальных тел исследовано сложное движение двухподвижного робота шлифовальщика;
- найденные законы движения каретки и шлифовального колеса соответствуют движению реального объекта, что свидетельствует об адекватности предлагаемых законов реальным объектам;
- полученные результаты позволяет рекомендовать новые законы механики к исследованию механических систем с многими степенями свободы.

### 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. – М. – 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. 25–38.
14. Смелягин А.И. О реальных законах движения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : издательский Дом – Юг, 2020. – № 3. – С. 11–16.
15. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. – М. – Новосибирск, ИНФРА-М, 2008. – 263 с.
16. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. Курсовое проектирование. – М. : ИНФРА-М, 2019. – 263 с.
17. Смелягин А.И. Структура механизмов и машин. – М. : Высш. шк., 2014. – 304 с.
18. Смелягин А.И. Структура машин, механизмов и конструкций. – М. : ИНФРА-М, 2019. – 387 с.
19. Смелягин А.И., Приходько А.А. Структурный синтез сложного исполнительного механизма возвратно-вращательного перемешивающего устройства // Известия высших учебных заведений. Пищевая технология. – 2014. – № 5–6. – С. 85–88.

### References

1. Nikitin N.N. Course of theoretical mechanics. – M. : Higher school, 1990. – 607 p.
2. Golubev Yu.F. Fundamentals of theoretical mechanics. – M. : MSU Publishing house, 2000. – 2nd ed. – 720 p.

3. Kuzmichev V.E. Laws and formulas of physics. – Kiev : Nauk. Dumka, 1989. – 864 p.
4. Galileo Galilei. Selected works in two volumes. – M. : Nauka, 1964.
5. Newton Isaac. Mathematical principles of natural philosophy. – M. : Nauka, 1989. – 688 p.
6. Euler L. Basics of point dynamics. – M. – Leningrad : NTI-NKTP of the USSR, 1938. – 500 p.
7. Kharlamov P.V. Essays on the foundations of mechanics. Myths, misconceptions, and mistakes. – Kiev : Nauk, Dumka, 1995. – 407 p.
8. Ishlinsky A.Yu. Mechanics: ideas, problems, applications. – M. : Nauka, 1985. – 624 p.
9. Smelyagin A.I. Axioms or laws of motion formulated by I. Newton // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2014. – № 2. – P. 11–16.
10. Smelyagin A.I. Laws and concepts of classical mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2019. – № 3. – P. 21–27.
11. Smolyagin A.I. the Basic and primary concepts of mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2014. – № 2. – P. 17–26.
12. Smelyagin A.I. Objects for which axioms or laws of classical mechanics are formulated // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : publishing House – Yug, 2014. – № 1. – P. 21–25.
13. Smelyagin A.I. On the basic concepts and laws of classical mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2020. № 2. – P. 25–38.
14. Smelyagin A.I. Dynamic analysis of the simplest movements of bodies with the help of new laws // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2020. – № 3. – P. 11–16.
15. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. – M. – Novosibirsk, INFRA-M, 2008. – 263 p.
16. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines. Course design. – M. : INFRA-M, 2019. – 263 p.
17. Smelyagin A.I. Structure of mechanisms and machines. – M. : Higher school, 2014. – 304 p.
18. Smelyagin A.I. Structure of machines, mechanisms and structures. – M. : INFRA-M, 2019. – 387 p.
19. Smelyagin A.I., Prikhodko A.A. Structural synthesis of reciprocating rotational mixing device complex actuator. News of institutes of higher education. Food Technology. – 2014. – № 5–6. – P. 85–88.

УДК 662.767

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭТАНОЛА И БУТАНОЛА В КАЧЕСТВЕ ДОБАВКИ К БЕНЗИНОВОМУ ТОПЛИВУ, ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРЕ



### USE OF ETHANOL AND BUTANOL AS AN ADDITIVE TO GASOLINE FUEL TO REDUCE EMISSIONS INTO THE ATMOSPHERE

#### **Багирова Наргиз Назим кызы**

кандидат химических наук, доцент,  
кафедра нефтехимическая технология  
и промышленная экология,  
Азербайджанский государственный  
университет нефти и промышленности  
nergiz.bagirova.71@mail.ru

#### **Гусейнова Матанет Ариф кызы**

доктор технических наук по философии,  
доцент, кафедра нефтехимическая  
технология и промышленная экология,  
Азербайджанский государственный  
университет нефти и промышленности

**Аннотация.** В настоящее время проблема автотранспорта, рассматривается как одна из составной части всей экологической безопасности. Эко-проблемы, связанные с употреблением традиционного автомобильного топлива в двигателях различной конструкции, актуальны не только для Азербайджанской Республики, но и для широкого круга стран. Автотранспорт, воспроизводящий шум и загрязняющий природную атмосферу, рассматривается как один из влиятельных источников загрязнения природной окружающей среды в мега городах, заселенных пунктах, более того негативно влияет на здоровье людей.

Таким образом, в качестве жидкого топлива с экологической точки зрения мы выбрали именно автомобильное традиционное топливо, а точнее бензин и дизельное топливо.

**Ключевые слова:** этанол, бутанол, моторное топливо, оксигенаты, n-бутанол, алкилаты, изомеризаты.

#### **Bagirova Nargiz Nazim qizi**

Candidate of chemical sciences,  
Associate Professor,  
department of petrochemical technology  
and industrial ecology,  
Azerbaijan State Oil  
and Industry University,  
nergiz.bagirova.71@mail.ru

#### **Huseynova Matanet Arif qizi**

Doctor of technical sciences in philosophy,  
Associate Professor,  
department of petrochemical technology  
and industrial ecology,  
Azerbaijan State Oil  
and Industry University

**Annotation.** Currently, the problem of motor transport is considered as one of the components of all environmental safety. Eco-problems related to the use of traditional automobile fuel in engines of various designs are relevant not only for the Republic of Azerbaijan, but also for a wide range of countries. Motor transport, which reproduces noise and pollutes the natural atmosphere, is considered as one of the most influential sources of environmental pollution in mega cities and populated areas. moreover, it negatively affects people's health. Thus, from an environmental point of view, we have chosen traditional automobile fuel, or rather gasoline and diesel fuel, as a liquid fuel.

**Keywords:** ethanol, butanol, motor fuel, oxygenates, n-butanol, alkylate, isomerizate.

**В**оздействие моторного топлива на окружающую среду колоссально значительно, потому как, автотранспорт является один из основных потребителей энергии и сжигает массовое количество продуктов, полученных в результате переработки нефти. Выхлопные, отработанные газы автомобильного транспорта, являются источниками негативных процессов: загрязнение атмосферы вредными и токсичными газами, образование кислотных дождей, фотохимического смога, и конечно глобальное потепление, результатом которого является газы, образующие парниковый эффект. С другой стороны, выхлопные газы являются негативными для организма человека, которые при вдыхании больших концентраций могут вызвать неблагоприятные последствия для людей [1].

В ходе эксплуатации автомобилей различной категории, оснащённые двигателями внутреннего сгорания (ДВС), вредными источниками, загрязняющие биосферу являются: отработанные, моторные газы, газы из системы Кратера, испарение рабочей смеси из систем питания. В выхлопных газах автотранспорта, содержится некоторое количество токсичного свинца, который с различными солями металлов широкого диапазона, проникает в почву, в поверхностные водоёмы, в подземные воды, который позднее поглощается растительностью, которые употребляет человек повседневно. Загрязнения водоёмов, осуществляется в процессе выпадения кислотных дождей,

причиной которых является вступлению в реакцию с водой оксидов азота и углекислого газа. Также, стоит отметить, что основная угроза, которая исходит от отработанных токсичных газов – это истощение озонового слоя, который защищает нашу планету от проникновения ультрафиолетовых лучей на Землю. Эти лучи, обладают способностью вызывать большое количество заболеваний. Углеводороды, вступая в реакцию с оксидами азота, образуют так называемый околосферный или тропосферный озон, который также в незначительных концентрациях негативно отражается на здоровье людей.

Поэтому, в связи с ужесточением экологических характеристик традиционного авто-топлива, реализуются различные проекты в Азербайджане и странах СНГ, основной целью которых является снижение содержания вредных веществ в бензине и дизельном топливе, перехода на качество, соответствующее Евро стандартам. Реальной целью является сокращение в топливе различных гетерогенных примесей: содержание полициклических ароматических углеводородов, бензола, являющиеся канцерогенными веществами; содержание серы, меркаптановых соединений; замена углеводородов ароматического ряда на некоторые кислородосодержащие присадки, алкилаты, изомеризаты. В 2011 году, в США были введены новые нормативы на содержание бензола до 0,95–0,97 % об, а уже с 2016 года в силу вступили новые ограничения на содержание бензола в автомобильном бензине до 0,63 % об.

В современное время, основными компонентами авто-топлива, понижающие количество отработанных, выхлопных газов являются оксигенаты. Оксигенаты – присадки, обогащённые кислородом в своих молекулярных строениях. К ним относятся: спирты (этанол, бутанол, метанол); эфиры (МТБЭ, ЭТБЭ). При добавлении оксидосодержащих добавок в топливную моторную смесь в размере 9–15 % содержание угарного газа (СО), углеводородов, уменьшается в результате полного сгорания, за счёт наличие кислорода в топливной смеси. Содержание диоксида углерода увеличивается, так данный газ является продуктом полного сгорания. Используя МТБЭ, количество оксидов азота также увеличивается на незначительное количество, концентрации которых не несут негативные последствия [2].

Использование оксигенатов в качестве добавок на современном этапе развития нефтяной промышленности, находится на начальном этапе изучения и применения. Данные присадки являются одними из важнейших компонентов традиционной автомобильной топливной смеси, повышающие не только эксплуатационные свойства, но также и экологические характеристики авто-топлива.

Основные исследования и опыты проводились в департаменте экологического мониторинга компании «SOCAR». В качестве сырья были взяты две смеси: состав первой смеси состоял из 300 мг бензина марки АИ-92 и 6 мг (2 % масс) этанола (96,4 %), состав второй смеси определялся 300 мг чистого бензина той же марки и 6 мг (2 % масс) н-бутанола (99 %). Основные измерения проводились на автомобиле марки Mitsubishi Airtrek 2004 года выпуска. Автомобиль относится к классу Евро-2 по Европейским экологическим стандартам (табл. 1).

**Таблица 1** – Производство транспортных средств, соответствующих требованиям экологических норм Евро класса

Страны производители транспортных средств	Год выпуска транспортных средств, и классификация по экологическим нормам Евро				
	1 и ниже	2	3	4	5
Входящие в Европейский Союз	до 1996	1997–2000	2001–2004	2005	2010
США	до 1995	1996–2000	2001–2003	2004	–
Япония	до 1997	1998–2004	2005–2010	2011	–
Канада	до 2000	2001–2003	2004	–	–
Индия	до 2004	2005–2009	2010	–	–
Китай	до 2003	2004–2007	2008	–	–
Южная Корея	до 2000	2001–2002	2003–2005	2006	–
Россия	до 2002	2003–2007	2008–2010	2011	2014



Основное реальное исследование проводилось для сравнения состава выхлопных газов ДВС, при использовании чистого бензина и смеси традиционного топлива, содержащего в качестве добавки – 2 % мас., этанола и бутанола.

Опыты проводились на четырёхцилиндровом, четырёхтактном двигателе с водяным охлаждением автомобиля марки Mitsubishi Airtrek 2004 года выпуска. Состав выхлопных газов определяли с помощью газоанализатора Stargas/898 [3, 4].

Смесь, состоящая из бензина и биотопливных добавок в заданной концентрации, готовили перемешиванием на центрифуге при комнатной температуре в течение 8 часового рабочего дня лаборатории, каждые 2 часа по 10–15 минут.

Смесь, содержащую 2 % добавки биотоплива тестировали на стабильность и устойчивость к фазовому расслоению. Исследование проводилось при следующих условиях: температура топлива – 60 °С, объем образца бензина – 300 мл, относительная влажность – 50/55 %, средняя температура внешней среды в лаборатории – 22 °С.

Исследования проводились в две стадии:

Образец готовили следующим образом: к чистому бензину, добавляли этанол 2 % мас., исследовали стабильность полученной по фазовому разделению при температуре в диапазоне 25–30 °С. Состояние смеси контролировали визуально каждые 2 часа в течение 10 дней. Смесь бензина и бутанола исследовали по той же методике. Состав выхлопных газов контролировали по содержанию CO, HC, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>. Механическое смешение смеси происходило непосредственно в топливном насосе. Состояние форсунки проверяли визуально, значительного сажевого осадка не наблюдалось.

Для измерения количества выхлопных газов при помощи газоанализатора Stargas/898 применяются следующие методы:

При измерении химических компонентов выхлопных газов условия окружающей среды должны быть в следующих пределах:

1. Температура окружающей среды – от минус 10 до 35 °С;
2. Атмосферное давление – от 91,5 до 102,4 кПа (650–790 мм ртутного столба).

Предварительная подготовка к измерениям. Проверка системы, обеспечивающая сокращение токсичных выбросов автомобиля проводится визуально. В случае отсутствия фактической комплектации установленной производителем, измерения не проводятся. Перед измерением температура двигателя не должна быть меньше 600С, а также следует нагреть до заданной температуры, если рабочая температура масла и охлаждающей жидкости не соответствует требованиям указанным в ремонтном инструктаже автомобиля [5, 6].

После нагревания двигателя автомобиль готовится для измерений в следующем порядке:

1. Коробка передач скорости устанавливается на нейтральный режим;
2. Автомобиль останавливают при помощи колодок стояночного тормоза и отключают двигатель;
3. Устанавливаются сенсоры тахометра и датчика, определяющего температуру масла двигателя;
4. Вводят пробоотборный зонд газоанализатора в выпускную трубу автомобиля на глубину не менее 300 мм от наиболее заглубленной точки среза трубы.

Для определения количества монооксида углерода и углеводородов автомобильных средств при работе двигателя в нейтральном положении, измерения проводятся при минимальной ( $n_{\text{мин}}$ ) и повышенной ( $n_{\text{пов}}$ ) частоте вращения коленчатого вала, установленные производителем [7].

При отсутствии установленных данных производителем, присущи нижеуказанные показатели:

- $n_{\text{мин}}$  не должна превышать следующие показатели:
  - для автомобилей категории M<sub>1</sub> и N<sub>1</sub> – 1100 мин<sup>-1</sup>;
  - для других категорий автомобилей – 900 мин<sup>-1</sup>;
- показатели  $n_{\text{пов}}$  устанавливаются по следующим показателям:
  - для автомобилей категории M<sub>1</sub> и N<sub>1</sub> не обеспеченные системой нейтрализации – 2500–3500 мин<sup>-1</sup>;
  - для автомобилей категории M<sub>1</sub> и N<sub>1</sub>, оснащенные системой нейтрализации – 2000–3500 мин<sup>-1</sup>;

– другие категории автомобилей не зависимо от комплектования – 2000–2800 мин<sup>-1</sup>.

Измерение выхлопных газов транспортных средств, работающих на бензине:

1. Коробка передач скорости автомобиля устанавливается на нейтральное положение.

2. Автомобиль приостанавливается посредством тормозов;

3. Двигатель отключается;

4. Открывается капот агрегата, расположенного на двигателе;

5. Устанавливается тахометр;

6. Зонд газоанализатора берущий пробу, устанавливается в поперечном сечении газовой трубы до 300 мм в глубину, (при неисправности глушителя в виде деформации, глубина рассчитывается с короткой части поперечного сечения);

7. Воздушная крышка карбюратора открывается полностью;

8. Для определения количество оборотов мотора, на выходы аккумулятора устанавливаются специальные кабеля;

9. Для измерения температуры и количества выхлопных газов на выходящую трубу глушителя устанавливают зонды, определяющие температуру и количество отработанных газов;

10. Мотор заводится; частота вращения вала мотора повышается на  $n$  число оборотов и в этом режиме продолжает оставаться в рабочем состоянии не менее 15 секунд;

11. Определяется минимальная частота вращения вала мотора и через 20 секунд минимум, измеряется количество оксида углерода и углеводородов;

12. При  $n$  число оборотов вала мотора, определяется частота вращения вала и через 30 секунд минимум, измеряется количество оксида углерода и углеводородов;

13. При минимальном количестве оборотов двигателя, полученные результаты отражаются на экране прибора и далее распечатываются на бумаге.

Методика измерения отработанных токсичных газов транспортных средств с системой нейтрализации. Перед началом измерений проверяются визуально и сбрасываются показания CO, CH, CO<sub>2</sub> на газо-детекторе. Измерения осуществляются в нижеуказанном порядке:

1. Заводится двигатель, нажимая на педаль управления, увеличиваем частоту вращения коленчатого вала до  $n_{пов}$  и двигатель работает в этом режиме в течение 2–3 минут. Стоит отметить, при температуре окружающей среды ниже 0 °C 4–5 минут. После стабилизации параметров, определяется количество CO, CH.

2. Далее обеспечиваем минимальную частоту коленчатого вала  $n_{мин}$  и измеряем вновь количество оксида углерода и углеводородов. Проведение измерений при  $n_{мин}$  должны проводится не позднее 30 сек после режима  $n_{пов}$ .

3. Перед началом измерений отработанных газов автомобилей с встроенной трехкомпонентной системой нейтрализации, необходимо осуществлять проверку этой системы по диагностическому индикатору, установленного на панели приборов [8].

Измерения выхлопных газов производились при помощи газоанализатора Stargas/898. Техническое состояние автомобилей и двигательных систем должны соответствовать требованиям 3-го раздела 4-го дополнения стандарта ГОСТ Р 41.83, приведенным в таблице 2.

Таблица 2 – Требования к техническому состоянию автомобилей и двигательных систем

Системы автомобиля	Требования к техническому состоянию
1	2
Выхлопная система отработанных газов	Комплектность (отсутствие элементов системы выпуска не допускается); герметичность (отсутствие механических пробоев и сквозной коррозии; при работе двигателя на холостом ходу в соединениях и элементах системы выпуска отработавших газов не должно быть утечек, а для автомобилей, оборудованных системой нейтрализации отработавших газов, не допускаются утечки в атмосферу минуя нейтрализатор)
Система нейтрализации выхлопных газов и другие приборы для снижения вредных выбросов	Комплектность (отсутствие или несоответствие эксплуатационным документам элементов системы нейтрализации, системы улавливания паров топлива, рециркуляции отработавших газов, экономайзера принудительного холостого хода и т.п. не допускается)

Окончание таблицы 2

1	2
Система вентиляции Картера	Комплектность; герметичность (рассоединение трубок в системе вентиляции картера двигателя, утечка картерных газов через различные неплотности в атмосферу не допускаются)
Встроенная система диагностирования двигателя	Функционирование диагностического индикатора соответствует исправной работе двигателя и его систем (диагностический индикатор при работе двигателя выключен)
Система питания	Комплектность (отсутствие или несоответствие элементов системы питания эксплуатационным документам не допускается); герметичность (подтекание бензина не допускается)

Измерения проводились в следующем порядке:

1. Использование в качестве топлива чистого бензина марки АИ-92 без добавок;
2. Топливная смесь бензина и этанола;
3. Топливная смесь бензина и бутанола.

Результаты измерений записываются в том же порядке в нижеуказанной таблице 3.

**Таблица 3** – Результаты экспериментальных измерений отработанных газов

Показатели результатов при использовании чистого бензина без применения добавок				
CO ( % )	CO <sub>2</sub> ( % )	HC (ppm)	O <sub>2</sub> ( % )	NO <sub>x</sub> (ppm)
0,030	14,14	26	1,49	0,1
Показатели результатов отработанных газов при использовании смеси бензина и этанола				
0,0276	16,2	22,8	1,61	0,094
Показатели результатов выхлопных газов при использовании смеси бензина и н-бутанола				
0,029	15,9	23,5	1,68	0,095

Показатели результатов при сравнении оксидосодержащих добавок представлены в следующей таблице 4.

**Таблица 4** – Сравнение показателей выхлопных газов смеси бензина с добавкой этанола и смеси бензина с н-бутанолом

Сравнение показателей с использование чистого бензина и смесью бензина и этанола				
CO	CO <sub>2</sub>	HC	O <sub>2</sub>	NO
Снизилось на 8 %	Увеличилось на 14,4 %	Снизилось на 13,2 %	Увеличилось на 8,1 %	Снизилось на 6 %
Сравнение показателей с использование чистого бензина и смесью бензина и н-бутанола				
CO	CO <sub>2</sub>	HC	O <sub>2</sub>	NO
Снизилось на 3,5 %	Увеличилось на 12,4 %	Снизилось на 9,6 %	Увеличилось на 12,8 %	Снизилось на 5 %

После проведенных измерений можно сделать вывод, что данный автомобиль, на котором производились измерения, соответствует техническо-нормативным стандартам (табл. 5).

**Таблица 5** – Предельно-допустимые нормы выбросов токсичных газов в атмосферу транспортными средствами работающие на бензине

Стандарт выпуска автомобиля	Категории	Оксид углерода(CO), объемная доля, %	Углеводороды (CH), объемная доля, (ppm)	Оксиды азота (NO <sub>x</sub> ), объемная доля, (ppm)
		Предел нормы	Предел нормы	Предел нормы
1	2	3	4	5
Евро-1	M <sub>1</sub> и N <sub>1</sub>	3,5	1200	–
	M <sub>2</sub> , M <sub>3</sub> , N <sub>2</sub> , N <sub>3</sub>	4,5	2500	–

Окончание таблицы 5

1	2	3	4	5
Евро-2	M <sub>1</sub> и N <sub>1</sub>	1,0	400	–
	M <sub>2</sub> , M <sub>3</sub> , N <sub>2</sub> , N <sub>3</sub>	1,5	600	–
Евро-3	M <sub>1</sub> и N <sub>1</sub>	0,5	100	70
	M <sub>2</sub> , M <sub>3</sub> , N <sub>2</sub> , N <sub>3</sub>	0,7	200	150
Евро-4	M <sub>1</sub> и N <sub>1</sub>	0,3	50	40
	M <sub>2</sub> , M <sub>3</sub> , N <sub>2</sub> , N <sub>3</sub>	0,5	100	70
Евро-5	M <sub>1</sub> и N <sub>1</sub>	0,3	50	30
	M <sub>2</sub> , M <sub>3</sub> , N <sub>2</sub> , N <sub>3</sub>	0,5	100	50

\*Примечание:

M1 – легковые автомобили не более 1 + 8 мест;

M2 – легковые автомобили более 1 + 8 мест, максимальная масса до 5 тонн;

M3 – легковые автомобили более 1 + 8 мест, максимальная масса более 5 тонн;

N1 – грузовые автомобили, максимальная масса до 3,5 тонн;

N2 – грузовые автомобили, максимальная масса до 3,5–12 тонн;

N3 – грузовые автомобили, максимальная масса более 12 тонн.

Снижение выбросов CO, HCNO объясняется большим содержанием кислорода в топливной смеси за счет кислородосодержащих добавок, таких как этанол и бутанол, которые способствуют более полному сгоранию. Отсюда следует увеличение выбросов CO<sub>2</sub> за счет полного сгорания образующегося оксида углерода CO [9].

Также стоит отметить, что на выхлопные газы автомобильных средств влияют целый ряд технических неисправностей самих транспортных средств (табл. 6).

**Таблица 6** – Основные причины несоответствию нормативным показателям токсичных выхлопных газов HC, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>

CO	Неправильная калибровка карбюратора; загрязненный или засоренный воздушный фильтр; дефектное обогащение фазы возгорания; дефектное концентрирование акселерации; недостатки в свечах зажигания; недочёт в регуляторе давления
У/В	Утечки зажигания: дефекты в соединениях редукционных клапанов; дефекты в свечах зажигания; недостатки в электрических проводах свечах зажигания; неполное сгорание бедная смесь компонентов топлива; утечки при всасывании воздуха, необходимого для полного сгорания. Механические дефекты: нехватка давления; негерметичные клапаны
CO <sub>2</sub>	Утечки и дефекты в системе отработанных газов
O <sub>2</sub>	Утечки и дефекты в системе отработанных газов; богатая компонентами смесь

### Литература

1. Соломин В.А. [и др.]. Анализ методов и средств экологического контроля выбросов вредных веществ отработавших газов автомобилей // Известия Московского государственного технического университета МАМИ. – 2016. – № 4 (30). – С. 82–89.
2. Williams PRD. Risk-benefit analysis of ethanol fuel blends in the U.S. Int Sugar J 2004; 106(1263): 151–66.
3. Da Silva MLB, Alvarez PJJ. Effects of ethanol versus MTBE on benzene, toluene, ethylbenzene, and xylene natural attenuation in aquifer columns. J Environ., Eng-ASCE 2002; 128(9): 862–7.
4. Яицких Г.С., Вахрушин П.А., Колесников К.Э. Сравнение экологических показателей всех видов авто-топлива. – URL : <http://chemtech.ru/eshhe-raz-pro-gaz/>
5. Tami, C. Bond Climate Science and Major Sources / C. Tami // U.S. EPA Region 9 – Black Carbon Symposium. – November 14, 2012.

6. Данилов А.М. Применение присадок в топливах. – М., Мир, 2005. – 288 с.
7. Анализатор газов для контроля промышленных и транспортных выбросов, «STARGAS-898» : Общие технические условия. – 2010.
8. Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия : ГОСТ Р 51866-2002.
9. Ложкин В.Н., Шкрабак В.С. Автомобильный транспорт как источник загрязнения окружающей природной среды. – СПб. : Изд. НПК «Атмосфера», 2004. – 307 с.

### References

1. Solomin V.A. [et al.]. Analysis of Methods and Means of Environmental Control of Exhaust Gas Emissions of Motor Vehicles // Izvestia, Moscow State Technical University, MAMI. – 2016. – № 4 (30). – P. 82–89.
2. Williams PRD. Risk-benefit analysis of ethanol fuel blends in the U.S. Int Sugar J 2004; 106(1263): 151–66.
3. Da Silva MLB, Alvarez PJJ. Effects of ethanol versus MTBE on benzene, toluene, ethylbenzene, and xylene natural attenuation in aquifer columns. J Environ., Eng-ASCE 2002; 128(9): 862–7.
4. Yaitskikh G.S., Vakhrushin P.A., Kolesnikov K.E. Comparison of ecological indices of all types of auto fuel. – URL : <http://chemtech.ru/eshhe-raz-pro-gaz/>
5. Tami, C. Bond Climate Science and Major Sources / C. Tami // U.S. EPA Region 9 – Black Carbon Symposium. – November 14, 2012.
6. Danilov A.M. Application of additives in fuels. – М., Мир, 2005. – 288 p.
7. The analyzer of gases for control of industrial and transport emissions, «STARGAS-898» : General technical specifications. – 2010.
8. Motor fuels. Unleaded gasoline. Technical specifications : GOST R 51866-2002.
9. Lozhkin V.N., Shkrabak V.S. Automobile transport as a source of environmental pollution. – SPb. : «Atmosphere» Publishing House, 2004. – 307 p.

УДК665.644

## ВЛИЯНИЕ НЕКОТОРЫХ ФАКТОРОВ НА ПРОЦЕСС КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА



### INFLUENCE OF SOME FACTORS ON THE CATALYTIC CRACKING PROCESS

**Мамедханова Севиндж Абдулгамид кызы**

доктор технических наук,  
профессор кафедры  
нефтехимическая технология  
и промышленная экология,  
Азербайджанский государственный  
университет нефти и промышленности  
vahide@rambler.ru

**Mamedhanova Sevinj Abdulhamid qizi**

doctor of technical sciences,  
Professor of the department  
of petrochemical technology  
and industrial ecology  
Azerbaijan State Oil and  
Industry University, vahide@rambler.ru

**Аннотация.** В данной работе рассмотрена возможность улучшения работы установки каталитического крекинга на БНЗ им. Г. Алиева. Предложено сырье – широкий вакуумный газойль, выкипающий в пределах 350–520 °С подвергнуть гидроочистке что позволило увеличить выход бензина на 4 % масс. Далее нами была повышена температура на 0,9–1,0 % масс и уменьшить выход кокса на 0,1 %. Крекинг протекает при температуре 530 °С, соотношение катализатор:сырье – 7:1.

**Annotation.** In this paper, we consider the possibility of improving the operation of the catalytic cracking unit at the G. Aliyev Baku Oil Refinery. The proposed raw material is a wide vacuum gas oil that boils in the range of 350–520 °C to be hydrotreated, which allowed to increase the yield of gasoline by 4 % by weight. Next, we increased the temperature by 0,9–1,0 % by weight and reduced the coke yield by 0,1 %. Cracking occurs at a temperature of 530 °C, the ratio of the catalyst:the raw material is 7:1.

**Ключевые слова:** каталитический крекинг, катализатор, лифт-реактор, регенератор, бензин, газойль, газ, кокс.

**Keywords:** catalytic cracking, catalyst, Elevator reactor, regenerator, gasoline, gas oil, gas, coke.

**К**аталитический крекинг – это крупнотоннажный процесс переработки нефти с целью получения бензина с высоким октановым числом, газа, богатого фракциями C<sub>3</sub>–C<sub>4</sub>. Каталитический крекинг позволяет из малоценного сырья получить бензин с октановым числом 80–85 пунктов по моторному методу, газ, в котором содержатся фракции C<sub>3</sub>–C<sub>4</sub>, которые применяются для производства эфиров, алкилата и других веществ. Газойлевые фракции можно использовать в качестве компонента дизельного топлива и как сырье для получения игольчатого кокса, технического углерода, нафталина [1, 2].

В качестве сырья нами взят широкий вакуумный газойль, выкипающий в пределах 350–520 °С, который является сырьем на БНЗ им. Г.А. Алиева и подвергнут гидроочистке на алюмокобальтмолибденовом катализаторе при температуре 380 °С и давлении 6 мПа. В таблице 1 даны качества сырья до и после гидроочистки.

**Таблица 1** – Качества сырья до и после гидроочистки

№	Показатели	До гидроочистки	После гидроочистки
1	Плотность при 20 °С кг/м <sup>3</sup>	907	899,5
2	Количество акцизных смол, %	10	8,8
3	Содержание серы, % мас.	0,9	0,072
4	Групповой углеводородный состав, % мас.		
	а) парафино-нафтеновые углеводороды	46,5	55,4
	б) ароматические	50,2	42,7
	с) смолы	3,3	1,9

Нами был проведен каталитический крекинг с обеими образцами сырья. Условия крекинга были промышленные: температура 530 °С и соотношение сырья к катализатору 1:7.

В таблице 2 представлены материальные балансы каталитического крекинга обоих видов сырья.

Таблица 2 – Материальный баланс каталитического крекинга

Показатели	Выход продуктов, % масс	
	На сырье до гидроочистки	На сырье после гидроочистки
Взято: % масс		
Сырье	100	100
Итого:	100	100
Получено:		
Газ	19,87	21,4
Бензин (н.к. 195 °С)	42,82	46,9
Легкий газойль (195–350 °С)	15,8	14,5
Тяжелый газойль (350–450 °С)	13,0	10,9
Фракция выше 450 °С	2,8	1,9
Кокс	5,5	4,0
Потери	0,21	0,4
Итого	100	100

Затем нами определялась конверсия сырья в зависимости от времени контактирования сырья с катализатором.

Для этого мы исследовали выход продуктов для сырья до гидроочистки и после в зависимости от времени [3].

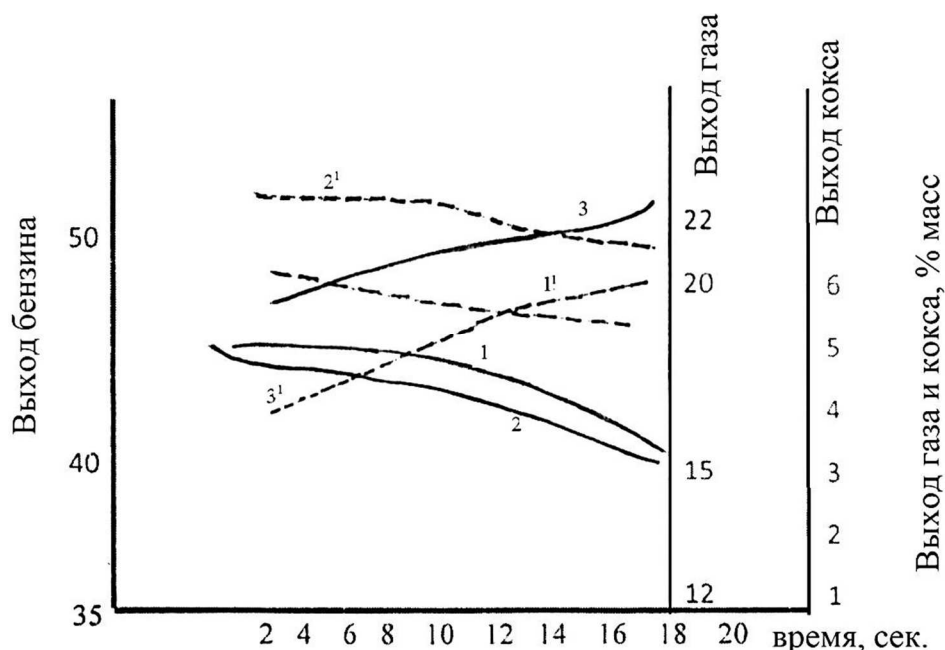


Рисунок 1 – Зависимость выхода продукта от времени контакта сырья с катализатором для фракции 350-520 °С до и после гидроочистки:  
 1 – выход газа (до гидроочистки); 2 – выход бензина; 3 – выход кокса;  
 пунктирные линии для сырья после гидроочистки:  
 1' – выход газа; 2' – выход бензина; 3' – выход кокса

Как видно из рисунка 1 при любом времени контакта гидроочищенное сырье имеет большую конверсию, чем обычное сырье. Вакуумный газойль после гидроочистки содержит меньшее количество ароматических углеводородов, что понижает количество кокса. В таблицах 3, 4 и 5 даны свойства газа, бензиновой и газойлевых фракций [4].

**Таблица 3 – Анализ газов**

Показатели	Тип сырья	
	До гидроочистки	После гидроочистки
1. Сухой газ	2,9	2,1
2. Пропан-пропиленовая фракция	6,1	7,6
3. Бутан-бутиленовая фракция	10,87	11,7
Итого:	19,87	21,4
Пропан-пропиленовая фракция		
1. Количество C <sub>2</sub> , % мас.	3,0	4,5
2. Пропан	26,995	21,5
3. Пропилен	65	68
4. Фракция C <sub>4</sub>	5,0	6,0
5. H <sub>2</sub> S	0,005	отс.
Бутан-бутиленовая фракция		
1. Фракция C <sub>2</sub> , % мас.	отс.	отс.
2. Фракция C <sub>3</sub> , % мас.	1,5	2,5
3. Бутан и изобутилен	40	42
4. Бутилены	56,485	53,695
5. Фракция C <sub>5</sub>	2,0	1,8
6. H <sub>2</sub> S	0,015	0,005

**Таблица 4 – Качество бензиновых фракций**

Показатели	I	II
Плотность при 200С, кг/м <sup>3</sup>	753	751,6
Фракционный состав, °С		
а) температура начала кипения	36	35
б) температура 10 % отгона	74	65
в) температура 50 % отгона	118	116
г) температура 90 % отгона	184	178
д) температура конца кипения	193	192
Октановое число		
По м.м.	81,5	83,5
По н.м.	92,5	93,5
Содержание серы, % масс	0,003	0,0018
Групповой углеводородный состав, % мас		
а) непредельные	12	12,5
б) парафино-нафтеновые	59	63
в) ароматические	29	24,5

**Таблица 5 – Качество бензиновых фракций**

Показатели	I		II	
	легкий газойль	тяжелый газойль	легкий газойль	тяжелый газойль
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	905	941	876	927
Температура, °С				
Начала кипения	195	359	195	357
Конца кипения	352	448	350	448
вспышки	66	–	62	–
Содержание серы, % мас.	0,04	0,04	0,03	0,074
Цетановое число	25	–	28	–
Коксуемость, % мас.	0,01	0,045	0,009	0,04
Температура застывания, °С	–23	+24	-23	+23
Углеводородный состав, % мас.				
а) парафино-нафтеновые	71,8	63,4	45,7	66,9
б) легкая ароматика	13,2	10,8	13,5	12,2
в) средняя ароматика	9,4	12,9	5,2	11,1
г) тяжелая ароматика	4,2	7,9	4,0	6,2
д) смолы+потери	1,4	5,0	1,6	3,6



Из таблиц 3, 4 и 5 видно, что на гидроочищенном сырье выход фракции C<sub>4</sub> выше, выход бензина больше и октановое число по моторному методу на 2 пункта выше и количество ароматических углеводородов меньше. Также улучшились свойства газойлевых фракций: уменьшилось количество средней и тяжелой ароматики и количество смол.

Из литературных данных известно, что повышением температуры на выхода из лифт-реактора и с понижением температуры сырья в точке смешения его с катализатором повышает конверсия сырья [5]. Повышение температуры на выходе из лифт-реактора увеличивает содержание алкеновых углеводородов, но повышает октановое число, что, видимо, связано с уменьшением реакций водородного переноса и с повышением реакций β-крекинга. Данные по повышению температуры на выходе из лифт-реактора даны в таблице 6.

**Таблица 6** – Данные при 2-х разных температурах выход из лифт-реактора

Показатели	Параметры		Разность
	1	2	
Температура, °С в реакторе	530	538	
Выход продуктов, % мас.			
C <sub>2</sub>	2,9	2,8	0,1
C <sub>3</sub>	6,1	6,3	0,2
C <sub>4</sub>	12,4	12,9	0,5
Бензин (фр. C <sub>5</sub> – 195)	46,9	47,8	0,9
Легкий газойль (195–350 °С)	14,2	14,3	0,1
Тяжелый газойль (350–450 °С)	10,8	9,4	1,4
Крекинг остаток	1,9	1,7	0,2
Кокс	4,0	3,9	0,1
Свойства бензина			
Плотность при 20 °С	753	750	–
Фракционный состав, °С			
н.к.	36	35	–
10 %	74	69	–
50 %	118	111	–
90 %	184	179	–
к.к.	194	193	–
Углеводородный состав, % мас.			
Алканы+циклоаоканы	59	58,2	0,8
Алкены	12	13,9	1,9
Арены	29	27,1	1,9
Октановое число по ИМ	92,5	93,0	0,5

Если проводить экономическую оценку, то более выгодно повышение температуры в реакторе, чем уменьшение температуры сырья и увеличения кратности циркуляции катализатора.

### Выводы

Установлено, что гидроочистка сырья приводит к увеличению конверсии сырья и увеличивает выход бензиновой фракции на 4 % мас., увеличивает выход фракций C<sub>3</sub>–C<sub>4</sub> и повышает октановое число бензина.

Увеличение температуры на выходе из лифт-реактора позволяет увеличить выход бензина и повышает его октановое число.

### Литература

1. Tullo A. Albemarle to buy Akzo Nobel catalyst unit // Chemical and Engineering News, 2004, vol. 82, № 17, p. 7–12.

2. Дементьев К.И. Каталитический крекинг гидроочищенного вакуумного дистиллята в смеси с кислородсодержащими соединениями и модифицирующими добавками : автореферат. – М., 2013, – 25 с.
3. Шишкова И. [и др.]. Тридцать лет технологии флюид каталитического крекинга в «Лукойл Нефтехим Бургас» // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2015. – № 3. – С. 3–18.
4. Hussain A.J. Catalytic cracking of Arabian Light VGD over novel zeolities as FCC catalyst additives // Fuel Processing Technology, 2017, vol. 161, p. 23–32.
5. Parthasarathi R.S. HS-FCC high-severity fluidized catalytic cracking: a newcomer to the FCC family // Applied Petrochemical Research, 2014, vol. 14, p. 441–444.

### References

1. Tullo A. Albemarle to buy Akzo Nobel catalyst unit // Chemical and Engineering News, 2004, vol. 82, № 17, p. 7–12.
2. Dementiev K.I. Catalytic cracking of hydrotreated vacuum distillate mixed with oxygen-containing compounds and modifying additives : Author's abstract. – М., 2013. – P. 25.
3. Shishkova I. [et al.]. Thirty years of fluid catalytic cracking technology at LUKOIL Neftekhim Bargas // Oil refining and petrochemicals. – 2015. – № 3. – P. 3–18.
4. Hussain A.J. Catalytic cracking of Arabian Light VGD over novel zeolities as FCC catalyst additives // Fuel Processing Technology, 2017, vol. 161, p. 23–32.
5. Parthasarathi R.S. HS-FCC high-severity fluidized catalytic cracking: a newcomer to the FCC family // Applied Petrochemical Research, 2014, vol. 14, p. 441–444.

## АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



## ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF THE SAMOTLORSKOYE FIELD

### Антонов Евгений Николаевич

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

### Шутов Дмитрий Васильевич

инженер по планированию ремонта  
и обслуживанию оборудования,  
Интегрированный комплекс  
по добыче природного газа и конденсата,  
подготовке сжиженного газа,  
отгрузке СПГ и газового конденсата,  
Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения  
ПАО «НОВАТЭК» ООО «ЯМАЛ СПГ»  
dm-shutov72@inbox.ru

**Аннотация.** В статье приведён анализ системы разработки Самотлорского месторождения. Выполнен анализ показателей разработки месторождения, анализ показателей работы фонда скважин и анализ выполнения проектных решений. Описаны мероприятия по совершенствованию разработки залежи, мероприятия по совершенствованию эксплуатации скважин, мероприятия по совершенствованию системы поддержания пластового давления и мероприятия по совершенствованию системы сбора и подготовки скважинной продукции. Рассмотрена технология плазменно-импульсного воздействия. Показано, что за последние годы на месторождении сложилась критическая ситуация. Техническое состояние созданных на месторождении производственных фондов (вследствие длительной их эксплуатации) характеризуется как близкое к аварийному. Это связано с общим закономерным физическим износом и моральным старением оборудования.

**Ключевые слова:** анализ показателей разработки месторождения; анализ показателей работы фонда скважин; анализ выполнения проектных решений; мероприятия по совершенствованию разработки залежи; мероприятия по совершенствованию эксплуатации скважин; мероприятия по совершенствованию системы поддержания пластового давления; мероприятия по совершенствованию системы сбора и подготовки скважинной продукции; технология плазменно-импульсного воздействия.

### Antonov Evgeny Nikolaevich

Lead drilling engineer  
of the supervising drilling department,  
JSC «Samotlorneftegaz»

### Shutov Dmitry Vasilievich

Planning Engineer  
Maintenance Department,  
Integrated Facility for Production,  
Processing, Liquefaction, LNG  
and Gas Condensate loading from  
the South Tambayskoye gas  
and condensate field  
«NOVATEK» PJSC «Yamal LNG» LLC  
dm-shutov72@inbox.ru

**Annotation.** The article provides an analysis of the development system of the Samotlorskoye field. The analysis of the field development indicators, the analysis of the well stock performance indicators and the analysis of the design solutions implementation were performed. The measures to improve the development of the reservoir, measures to improve the operation of wells, measures to improve the system for maintaining reservoir pressure and measures to improve the collection and preparation of well products are described. The technology of plasma-pulse action is considered. It is shown that a critical situation has developed at the field in recent years. The technical condition of the production assets created at the field (due to their long-term operation) is characterized as close to emergency. This is due to the general natural wear and tear and obsolescence of the equipment.

**Keywords:** analysis of field development indicators; analysis of well stock performance indicators; analysis of the implementation of design solutions; measures to improve the development of deposits; measures to improve well operation; measures to improve the reservoir pressure maintenance system; measures to improve the collection and preparation system of well products; plasma pulse technology.

## **А**нализ показателей разработки Самотлорского месторождения

С начала разработки по месторождению отобрано 2547 млн тонн нефти (по проекту – 2545 млн тонн). Накопленная добыча жидкости составляет 11014 млн тонн (по проекту – 10989 млн тонн). Накопленная добыча нефти выше проектного уровня на 1281 тыс. тонн (0,1 %), накопленная добыча жидкости выше на 24389 тыс. тонн. Накопленная закачка с начала разработки составила 12833 млн м<sup>3</sup> (по проекту 12801 млн м<sup>3</sup>), что выше проектного уровня на 31237 тыс. м<sup>3</sup>. Накопленная компенсация отборов закачкой с начала разработки составила 106,7 %, что совпадает с проектным показателем.

В 2017 году по Самотлорскому месторождению отобрано 29306 тыс. тонн нефти (по проекту – 28009 тыс. тонн), что выше проектного уровня на 1298 тыс. тонн (+5 %). Добыча жидкости в 2017 году превысила проектный уровень на 13057 тыс. тонн – по факту было добыто 412,5 млн тонн при проекте 399,6 млн тонн. Превышение добычи нефти и жидкости над проектными уровнями обусловлено вводом новых скважин, работой по выводу скважин из неработающих категорий и проведением геолого-технологических мероприятий.

Объект АВ<sub>4-5</sub> введён в разработку в 1984 году. За всю историю разработки по состоянию на 01.01.2018 г. добыто 140,5 млн тонн нефти, что составляет 75,0 % от начальных извлекаемых запасов, текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,403 (конечный утверждённый – 0,538). Накопленная добыча жидкости составила 996,3 млн тонн, накопленная закачка – 1085,8 млн м<sup>3</sup>, водонефтяной фактор (ВНФ) – 6,1. Динамика основных технологических показателей разработки приведена на рисунке 1 и в таблице 1.

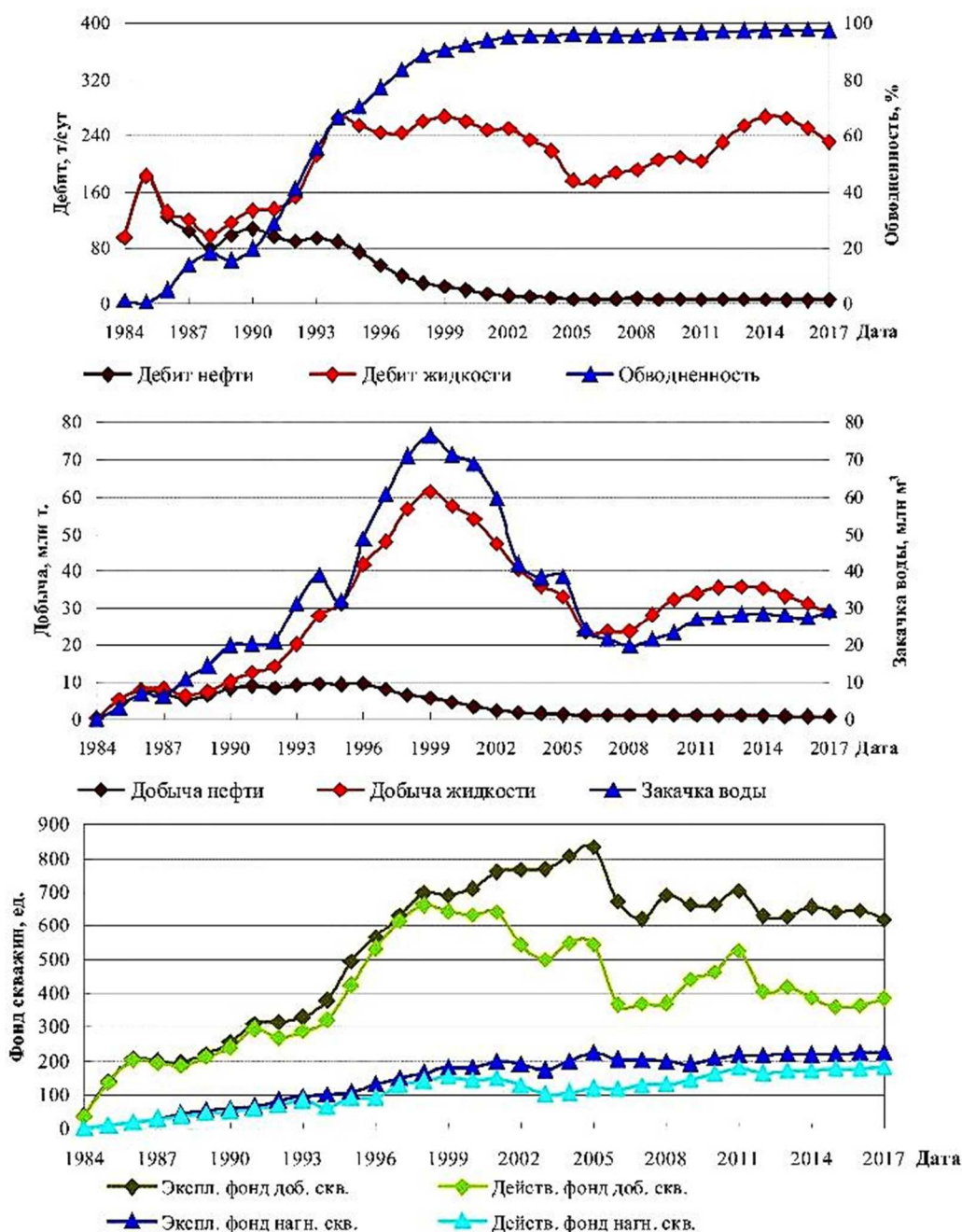
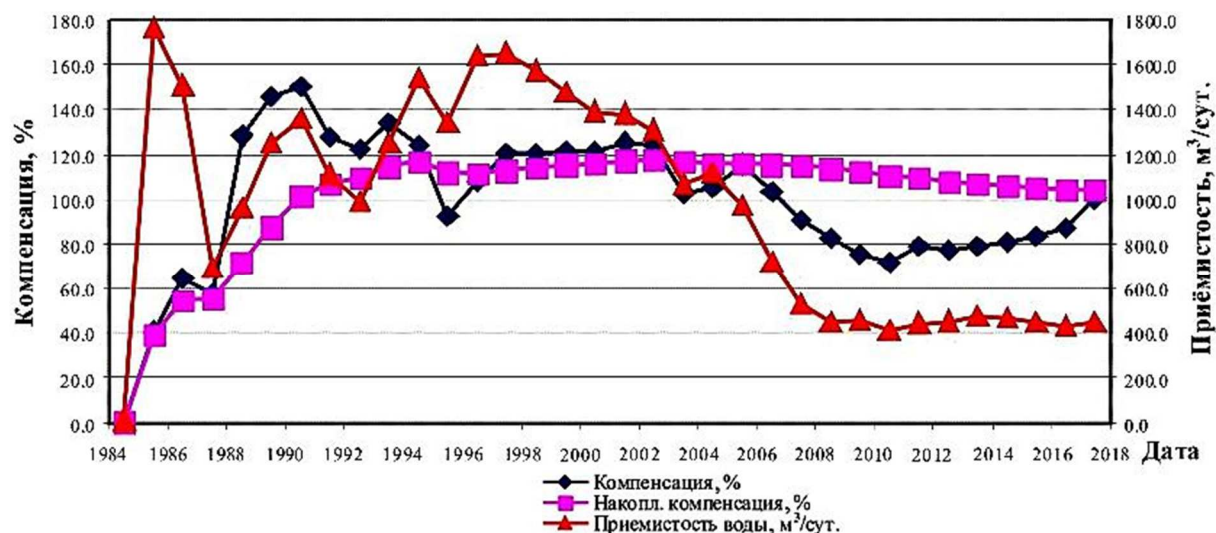


Рисунок 1 – Динамика показателей разработки объекта АВ<sub>4-5</sub> Самотлорского месторождения



Окончание рисунка 1 – Динамика показателей разработки объекта АВ<sub>4-5</sub> Самотлорского месторождения

Система разработки блоковая с тремя и пятью эксплуатационными рядами с переходом на блочно-замкнутую.

В разработке объекта можно выделить 4 этапа.

С начала эксплуатации до 1996 года – объект характеризуется активным разбуриванием, наращиванием отборов нефти и жидкости, сопровождающиеся активным ростом обводнённости. В абсолютном большинстве случаев источником обводнения скважин являлась закачиваемая вода, однако в начальный период вплоть до 1986 года причиной служило образование конусов из нижней водонасыщенной части пласта. Залежь пласта АВ<sub>4-5</sub> расположена в водонефтяной зоне. Обычно безводный период работы продолжался от 6 месяцев до года. Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1996 году – 9,6 млн тонн при обводнённости 77 %. По состоянию на 01.01.1997 г. накопленная добыча нефти составила 94,4 млн тонн (67,5 % от всей накопленной добычи).

С 1997 по 2007 гг. наблюдается резкое снижение объёмов добычи нефти (ежегодный процент падения добычи нефти составляет от 13 до 33 %, в среднем – 19 %). Максимальный процент падения отборов нефти отмечался в 2001 и 2002 годах – 25 и 33 % соответственно. Уменьшение объёмов добычи нефти было вызвано снижением дебитов нефти в среднем на 21 % в год (от 11 до 28 %) в связи с ростом обводнённости продукции с 77 % (1996 г.) до 96 % (2007 г.), что повлияло на ухудшение ситуации в области использования фонда добывающих скважин. Бездействующий фонд вырос с 36 скважин в 1996 году до 306 скважин в 2006 году. Суммарное время добычи нефти ежегодно уменьшалось в период с 2000 по 2004 гг. в среднем на 6 %, а в 2006 году на 29 %, при том, что с 1996 по 2007 гг. в эксплуатацию были введены 463 новые добывающие скважины. Эксплуатационный фонд, незначительно изменяясь от года к году, за рассматриваемый отрезок времени численно практически не уменьшился (1997 год – 631 ед., 2007 год – 622 ед.), зато действующий фонд за тот же период сократился почти на треть – с 615 до 369 скважин.

С 2008 по 2011 год добыча нефти стабилизируется на уровне 1004–1099 тыс. тонн, несмотря на постепенное уменьшение величины среднегодового дебита по нефти (2008 год – 8,1 тонн/сут., 2011 год – 6,5 тонн/сут.). Скомпенсировать это падение удалось за счёт увеличения действующего фонда добывающих скважин, явившегося следствием планомерной работы по сокращению бездействующего фонда. Так, в период с 2009 по 2011 год величина суммарного времени добычи ежегодно увеличивалась в среднем на 11 %. Обводнённость, достигнув к 2007 году величины 96 %, в рассматриваемый отрезок времени практически не менялась.

С 2012 до 2017 год наблюдается постоянное снижение уровня добычи нефти на 5–11 %. Основной причиной стало очередное ухудшение использования добывающего

Таблица 1 – Динамика показателей разработки объекта АВ<sub>4-5</sub> Самогторского месторождения

Дата	Добыча нефти	Дебит нефти	Накопл. добыча нефти	Добыча жидкости	Дебит жидкости	Накопл. добыча жидкости	Обводненность %	Заказка воды тыс. куб. м	Принимается вода куб. м/сут	Накопл. закачка воды тыс. куб. м	Компенсация %	Накопл. коэффициент с-я %	Эксп. фонд добычи скважин шт	Действ. фонд добычи скважин шт	Эксп. фонд нагн. скважин шт	Действ. фонд нагн. скважин шт
	тыс. т	т/сут	тыс. т	тыс. т	т/сут	тыс. т	%	м	куб. м/сут	тыс. куб. м	сальдо	%	шт	шт	шт	шт
01.12.1984	168,3	94,9	168,3	170,1	95,9	170,1	1,1	0,0	10,6	0,0	0,0	0,0	38	37	1	1
01.12.1985	509,6	182,6	5264,4	5126,3	183,6	5296,4	0,6	2832,4	1764,5	2832,4	37,1	35,9	138	134	10	10
01.12.1986	7543,9	125,0	12808,4	7950,1	131,7	13246,5	5,1	6886,8	1508,4	9719,2	59,0	49,7	205	201	18	18
01.12.1987	6988,8	104,5	19797,2	8109,7	121,2	21356,2	13,8	6065,6	690,4	15784,8	52,5	50,7	200	193	29	29
01.12.1988	5301,3	80,1	25098,5	6484,2	98,0	27840,4	18,2	10737,1	963,6	26542,0	118,3	66,0	195	185	43	38
01.12.1989	6375,1	98,7	31473,6	7364,2	117,2	35404,6	15,7	14394,5	1247,7	40936,5	134,5	80,4	221	210	54	45
01.12.1990	8215,8	108,0	39689,4	10244,2	134,7	45648,8	19,8	19810,7	1357,3	60747,1	138,7	93,2	234	240	60	52
01.12.1991	8973,8	98,0	48663,1	12534,8	137,1	58203,6	28,5	20117,1	1110,2	80864,3	118,6	98,4	310	294	66	58
01.12.1992	8317,5	91,0	56980,6	14178,4	155,2	72382,0	41,3	20983,3	989,4	101847,5	115,1	101,4	315	267	83	68
01.12.1993	9024,5	95,2	66005,2	20229,4	213,3	92611,4	55,4	31366,5	1252,3	133214,1	127,6	106,6	330	286	95	83
01.12.1994	9491,8	89,7	75496,9	28265,7	267,2	120877,0	66,4	39109,6	1538,2	172323,6	119,3	109,2	379	321	98	62
01.12.1995	9281,9	75,7	84778,9	31391,0	256,0	152268,0	70,4	31915,4	1340,6	204239,0	89,2	105,5	494	424	108	90
01.12.1996	9379,8	56,3	94358,7	41878,2	246,2	194146,2	77,1	48708,8	1639,8	252947,8	105,1	105,4	567	531	129	92
01.12.1997	7931,8	40,4	102290,5	48043,8	244,9	242190,0	83,5	60722,8	1651,4	313670,7	117,7	107,6	631	615	148	128
01.12.1998	6536,4	29,9	108826,9	56884,0	260,5	299074,0	88,5	70984,7	1572,2	384655,4	119,0	109,5	698	662	164	142
01.12.1999	5701,3	24,9	114528,2	61436,7	268,2	360510,7	90,7	76392,6	1473,7	461047,9	119,8	111,1	691	643	181	152
01.12.2000	4497,8	20,5	119025,9	57547,4	261,8	418058,1	92,2	71421,8	1390,0	532469,8	120,4	112,3	711	632	179	143
01.12.2001	3366,0	15,5	122391,9	54094,2	248,5	472152,3	93,8	68762,6	1381,1	601232,4	124,3	113,5	761	642	198	149
01.12.2002	2254,3	11,9	124646,3	47391,7	230,2	519544,1	95,2	59478,1	1308,9	660710,4	123,6	114,4	767	544	190	127
01.12.2003	1832,5	10,6	126478,8	40707,0	234,6	560251,0	95,5	41910,8	1066,6	702621,2	101,6	113,5	770	497	174	102
01.12.2004	1527,2	9,3	128006,0	36139,8	219,2	596390,9	95,8	38350,7	1114,6	740972,0	104,8	113,0	806	548	199	105
01.12.2005	1263,5	6,7	129269,4	33270,6	176,5	629661,4	96,2	38579,3	973,1	779551,3	114,8	113,1	833	543	224	119
01.12.2006	954,2	7,2	130223,6	23312,2	175,1	652992,6	95,9	24297,4	720,0	803848,7	102,9	112,8	672	366	204	116
01.12.2007	1003,7	8,1	132178,5	23699,7	191,4	700402,3	95,8	19605,9	530,4	825425,4	90,0	112,0	622	369	202	127
01.12.2008	1012,3	7,4	133190,8	28282,1	206,0	728684,4	96,4	21417,3	438,1	845031,3	81,7	111,1	691	370	199	129
01.12.2009	1099,0	7,2	134289,7	32357,6	210,7	761042,1	96,6	23315,2	413,2	866448,6	75,0	109,8	663	439	191	145
01.12.2010	1082,4	6,5	135372,1	34100,9	203,9	795142,9	96,8	27030,4	441,2	889763,8	71,5	108,3	664	462	207	163
01.12.2011	994,1	6,4	136366,2	35704,7	231,4	830847,7	97,2	27486,1	450,9	916794,2	78,7	107,1	706	524	217	179
01.12.2012	945,1	6,7	137311,3	35949,2	255,3	866796,9	97,4	28319,6	474,6	944280,3	76,6	105,9	631	404	216	164
01.12.2013	883,6	6,7	138194,9	35383,6	268,7	902380,5	97,5	28530,2	465,2	972399,9	78,4	104,8	629	418	221	170
01.12.2014	784,5	6,2	138979,5	33450,3	265,7	933830,8	97,7	28035,3	449,1	1001150,0	79,9	103,9	657	386	218	171
01.12.2015	749,0	6,0	139728,5	31363,2	251,1	967194,1	97,6	27326,9	431,5	1029185,3	83,6	103,2	641	358	220	177
01.12.2016	744,9	5,9	140473,4	29122,9	231,5	996317,0	97,4	29262,3	447,5	1056512,3	86,9	102,7	646	364	224	177
01.12.2017										1085774,6	100,1	102,6	620	384	225	181



фонда скважин. Величина суммарного отработанного добывающими скважинами времени уменьшалась постоянно, в среднем на 4,6 % в год. Дебит нефти за тот же период уменьшился не столь значительно с 6,4 тонн/сут. в 2012 году до 5,9 тонн/сут. в 2017 году. Дебит жидкости с 2012 года (231,4 тонн/сут.) по 2014 год (268,7 тонн/сут.) увеличивался, а затем начал снижаться и в 2017 году составил 231,5 тонн/сут.

Добыча нефти в 2017 году была на 15 тыс. тонн или 2 % выше проектной (744,9 тыс. тонн – факт, 730,1 тыс. тонн – проект) за счёт большего, чем в проекте действующего фонда (проект – 382 скважины, факт – 384 скважины). Относительно 2016 года уровень добычи нефти снижен на 0,5 % или 4,1 тыс. тонн. Годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов равен 0,4 %, от текущих извлекаемых запасов – 1,59 %. Основные показатели по выработке запасов по состоянию на 01.01.2018 г. представлены в таблице 2.

**Таблица 2** – Основные показатели по выработке запасов объекта АВ<sub>4-5</sub> Самотлорского месторождения

Действующий фонд нефтяных скважин, шт.	384
Отбор от НИЗ, %	75,0
Темп отбора от НИЗ, %	0,4
Добыча нефти за 2016 год, тыс. тонн	744,9
Обводнённость за 2017 год, %	97,4
Накопленная добыча нефти на 1 скважину, участвующую в разработке, тыс. тонн	97,0
Остаточные извлекаемые запасы на 1 действующую скважину, тыс. тонн	122,2
Коэффициент выработки, %	75
Кратность запасов, годы	63

Величина накопленной добычи нефти на 1 скважину, участвовавшую в разработке объекта, на дату анализа достигла значения 97,0 тыс. тонн, проектом предусматривалось 164,6 тыс. тонн.

Годовой отбор жидкости 29,1 млн тонн меньше проектного значения 30,2 млн тонн на 3,6 % в связи с более низкой, чем по проекту обводнённостью продукции (проект – 97,6 %, факт – 97,4 %). Несмотря на то, что в 2017 году было закачано 29,3 млн м<sup>3</sup> воды, что превышает проектный показатель 26,4 млн м<sup>3</sup> на 11 %. Текущая компенсация за 2017 год – 100,4 %, накопленная – 104,5 %. Средняя приёмистость нагнетательных скважин 447 м<sup>3</sup>/сут. практически не отличается от проектной 444 м<sup>3</sup>/сут.

Средние дебиты нефти и жидкости за 2017 год составили 5,9 тонн/сут. и 232 тонн/сут., что ниже соответствующих проектных показателей (6,2 тонн/сут. и 256 тонн/сут.) на 4 % и 9 %. Превышение проекта по добыче объясняется большим фактическим действующим добывающим фондом скважин и более высоким, чем в проекте, коэффициентом его эксплуатации.

В 2017 году из неработающего фонда было введено в эксплуатацию 53 добывающих и 2 нагнетательных скважины. За счёт мероприятий по сокращению неработающего фонда скважин в течение года было добыто 45,2 тыс. тонн нефти (6,1 % от годовой добычи), 350,1 тыс. тонн жидкости (1,2 %), средняя обводнённость добытой продукции составила 87,1 %. В результате перевода 2 нагнетательных скважин в работающий фонд дополнительно закачано в пласт АВ<sub>4-5</sub> 205,5 тыс. м<sup>3</sup> воды при среднегодовой приёмистости скважин 466 м<sup>3</sup>/сут.

По состоянию на 01.01.2018 г. в неработающий фонд были переведены 7 добывающих скважин или 13,2 % от всех введённых добывающих скважин.

В 2017 году на объект введено переводом с других пластов 25 добывающих скважин, что меньше проектного показателя на 9 единиц или 26,5 %. За счёт меньшего, чем в проекте, количества и позднего ввода новых скважин добыто всего 22,8 тыс. тонн нефти, что меньше проектного показателя (51,2 тыс. тонн) в 2,2 раза. Дебиты нефти и жидкости новых скважин (7,5 тонн/сут. и 74 тонн/сут.) также не достигли проектных показателей (8,8 тонн/сут. и 88 тонн/сут.).

Под нагнетание в 2017 году было переведено 14 скважин вместо 2 по проекту, которые закачали 774 тыс. м<sup>3</sup> воды со средней приёмистостью 712 м<sup>3</sup>/сут.

В течение 2017 года 65 скважин были переведены с пласта АВ<sub>4-5</sub> на вышележащие объекты.

### Анализ показателей работы фонда скважин

По состоянию на 01.01.2018 г. общий фонд объекта составляет 1132 скважины. В добывающем фонде числится 838 скважин. Относительно проекта фонд реализован на 94,5 %. Характеристика пробуренного фонда приведена в таблице 3.

**Таблица 3** – Характеристика фонда скважин объекта АВ<sub>4-5</sub> Самотлорского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

Наименование	Категория фонда	Объект АВ <sub>4-5</sub>
Фонд нефтяных скважин	Общий фонд	838
	Эксплуатационный фонд	620
	в т.ч. действующие	384
	ЭЦН	302
	ШГН	35
	газлифт	46
	фонтан	1
	ГСН	0
	в бездействии	236
	в освоении	0
	в консервации	42
	пьезометрические	79
	наблюдательные	7
	в ожидании ликвидации	0
	ликвидированные	90
Фонд нагнетательных скважин	Общий фонд	294
	Эксплуатационный фонд	225
	в т.ч. действующие	181
	в бездействии	44
	в освоении	0
	в консервации	0
	пьезометрические	3
	наблюдательные	0
	в ожидании ликвидации	0
	ликвидированные	66

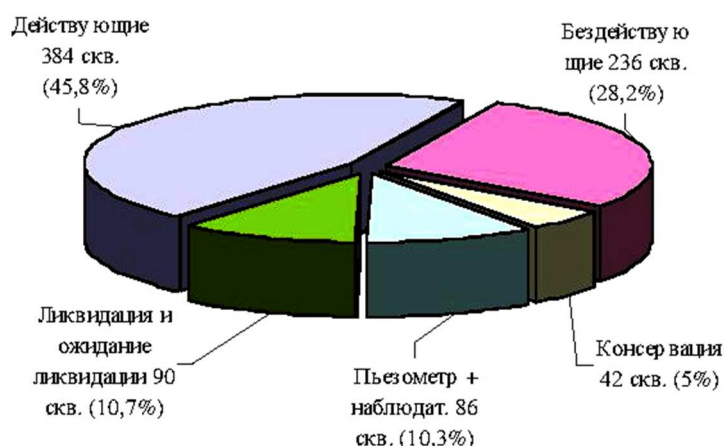
Эксплуатационный добывающий фонд пласта АВ<sub>4-5</sub> состоит из 838 скважин, из них: действующих – 384 ед., бездействующих – 236 ед., в консервации – 42 ед., наблюдательных – 7 ед., пьезометрических – 79 ед., ликвидировано – 90 ед. Распределение добывающих скважин по категориям приведено на рисунке 2.

Эксплуатационный добывающий фонд пласта АВ<sub>4-5</sub> (620 скважин) ниже показателя, утвержденного в «Авторском надзоре ...» (649 скважин) на 4,5 % за счёт меньшего бездействующего фонда. Действующий добывающий фонд (384 скважины) на 2 скважины превышает проектный.

Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин 2,1:1 соответствует проекту.

Средний дебит нефти за 2017 год составил 5,9 тонн/сут., жидкости – 231,5 тонн/сут.





**Рисунок 2** – Распределение добывающего фонда скважин по категориям Самотлорского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

Основная часть фонда (324 скважины – 84 % действующего фонда) эксплуатировалась с дебитами нефти менее 10 тонн/сут., также небольшую группу составляли скважины, дебит нефти которых находится в интервале от 10 до 20 тонн/сут. (45 ед. – 12 %). Доля скважин с дебитами нефти более 20 тонн/сут. составляет 4 % действующего фонда – 15 скважин.

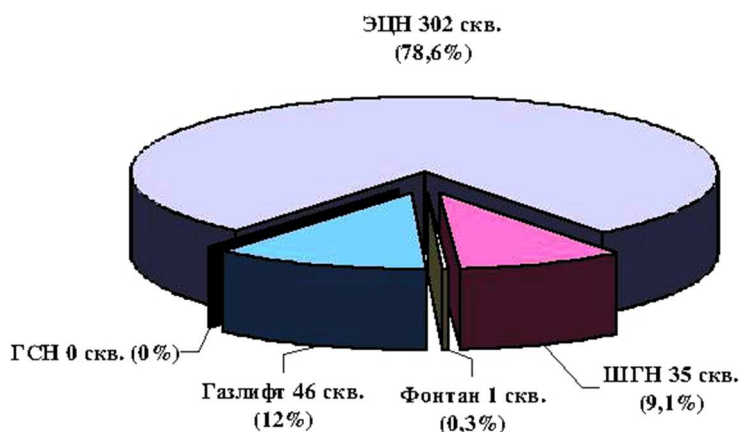
Около половины скважин (190 скважин – 49,5 %) эксплуатировались с дебитами жидкости выше 100 тонн/сут., доля низкодебитных скважин (дебит ниже 10 тонн/сут.) составила 16,4 % (63 скважины) и 34,1 % действующего фонда (131 скважина) работает с дебитами от 10 до 100 тонн/сут.

Основная часть действующих скважин (77,3 % – 297 ед.) на дату анализа работала с обводнённостью более 90 %, доля скважин, дававших продукцию с содержанием воды от 50 до 90 %, составляла 15,9 % (61 ед.) и только 26 скважин (6,8 %) характеризовались обводнённостью менее 50 %. По сравнению с состоянием на 01.01.2017 г. распределение скважин изменилось незначительно.

В 2017 году в 18 скважинах объекта АВ<sub>4-5</sub> отмечен рост обводнения на величину свыше 20 %.

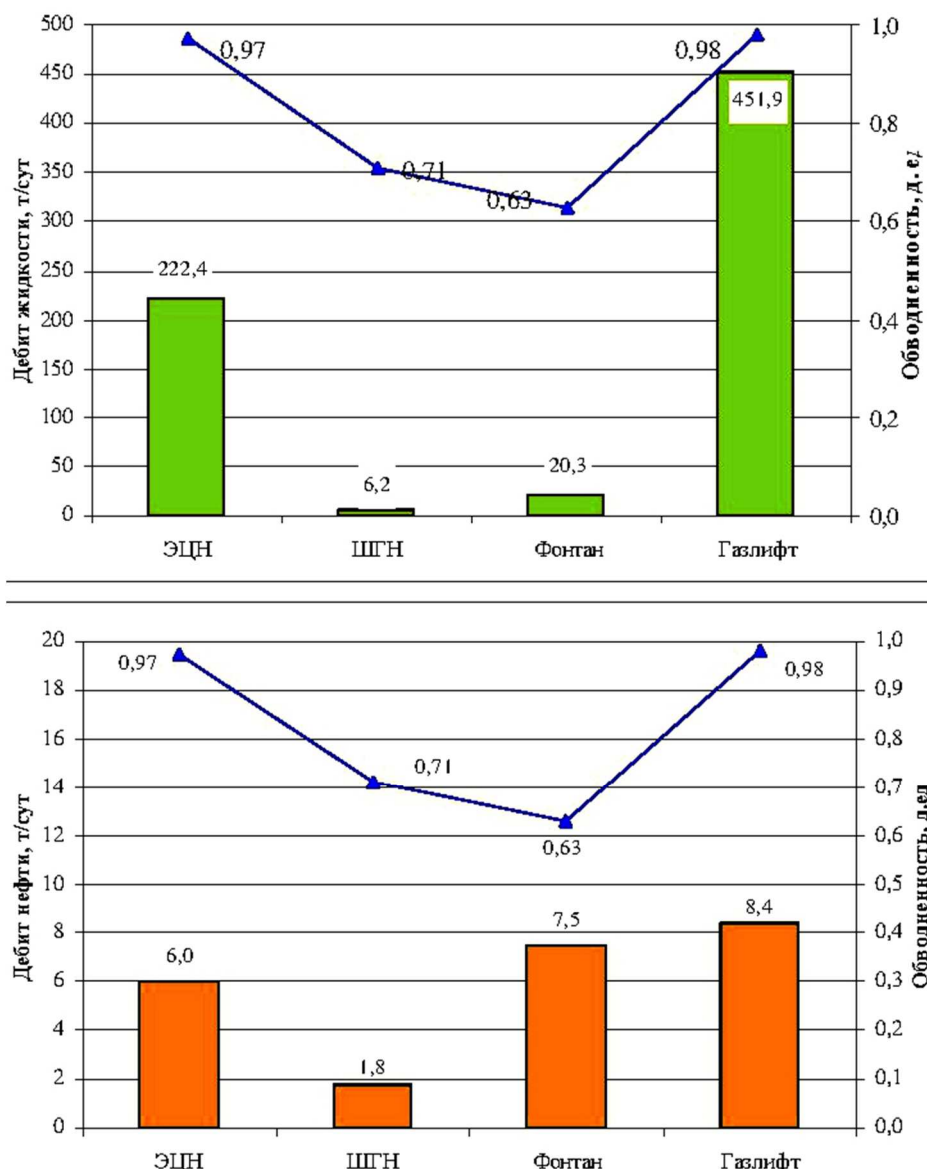
Основной причиной роста обводнённости продукции скважин является работа ближайших нагнетательных скважин, подтягивание конуса воды из нижних водонасыщенных интервалов пласта, проведение ГТМ.

В настоящее время практически весь фонд объекта АВ<sub>4-5</sub> эксплуатируется механизированным способом (исключение составляет одна фонтанная скважина – 0,3 % действующего фонда). По состоянию на 01.01.2018 г. 302 скважины (79 %) эксплуатируются с помощью ЭЦН, 46 скважин (12 %) – газлифтным способом, 35 скважины (9,1 %) – с помощью ШГН. Распределение действующего фонда по применяемому оборудованию представлено на рисунке 3.



**Рисунок 3** – Распределение действующего фонда скважин Самотлорского месторождения по способу эксплуатации на 01.01.2018 г.

Распределение дебитов нефти и жидкости по способам эксплуатации представлено на рисунке 4.



**Рисунок 4** – Распределение действующих добывающих скважин Самотлорского месторождения по дебитам, обводнённости и по способам эксплуатации

Максимальный дебит жидкости и нефти отмечен по скважинам, эксплуатируемым с помощью газлифта, 452 тонн/сут. и 8,4 тонн/сут. соответственно при обводнённости 98 %. Скважины, оборудованные ЭЦН, имели дебит нефти и жидкости несколько ниже – 6,0 тонн/сут. и 222,4 тонн/сут. соответственно, при этом их обводнённость в среднем по году составила 97 %. В 35 скважинах, оборудованных ШГН, среднегодовой дебит нефти составил 1,8 тонн/сут., дебит жидкости – 6,2 тонн/сут., обводнённость – 71 %.

Скважины, оборудованные ЭЦН, в 2017 году обеспечили 77,7 % добычи нефти (579 тыс. тонн), газлифтные скважины – 141 тыс. тонн (19 %), с помощью ШГН добыто 22 тыс. тонн (3 %). Скважины, оборудованные ГСН, в 2017 году в эксплуатации не участвовали. В 2017 году фонтанным способом эксплуатировалась 1 скважина, которая добыла 2,7 тыс. тонн нефти или 0,4 % от общей добычи по пласту.

За всю историю разработки 42,2 % добычи нефти обеспечили фонтанные скважины – 59,3 млн тонн, газлифтные скважины добыли 42,2 млн тонн (30,1 %), скважины, оборудованные ЭЦН, добыли 37,1 млн тонн (26,4 %), ШГН – 1,8 млн тонн (1,3 %). На долю скважин с ГСН приходится 18,7 тыс. тонн накопленной добычи нефти (0,01 %).

Динамика доли добычи нефти по способам эксплуатации представлена на рисунке 5, распределение накопленной добычи по способам эксплуатации – на рисунке 6.

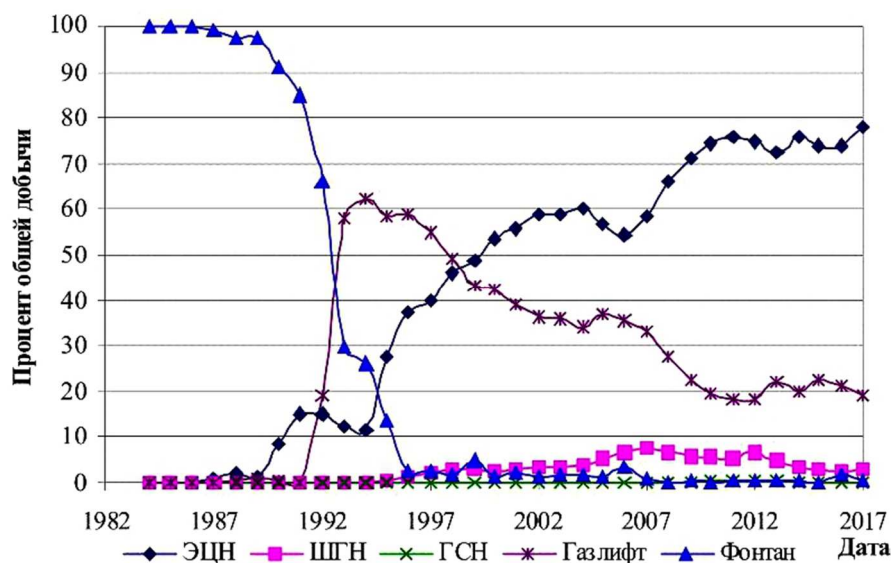


Рисунок 5 – Динамика доли добычи нефти по способам эксплуатации

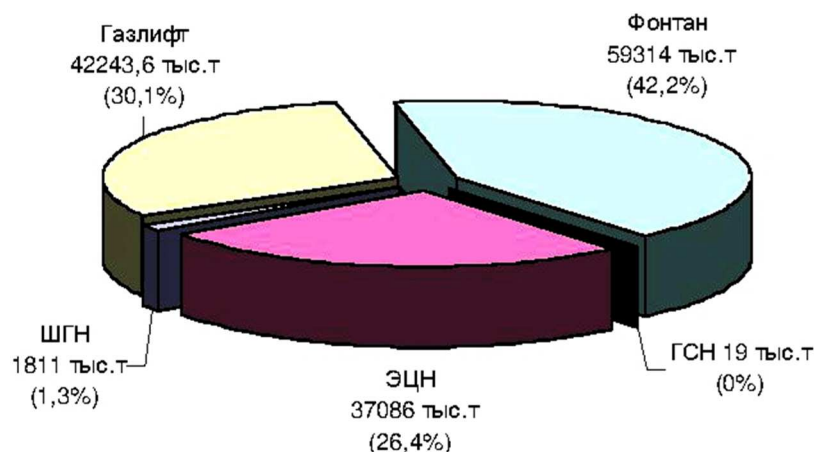


Рисунок 6 – Распределение накопленной добычи нефти по способам эксплуатации на 01.01.2018 г.

Общий фонд неработающих добывающих скважин на объекте АВ<sub>4-5</sub> по состоянию на 01.01.2018 г. составил 454 единицы, аналогичный фонд нагнетательных скважин – 113 единиц. Все скважины, числящиеся по состоянию на 01.01.2018 г. в неработающем фонде, за всю историю разработки объекта АВ<sub>4-5</sub> добыли 64,9 млн тонн нефти. Средняя величина накопленного отбора нефти на одну скважину неработающего фонда, пребывавшую в эксплуатации, составляет 143 тыс. тонн.

Бездействующий фонд скважин характеризуется высокой обводнённостью на дату остановки. Так, скважины с обводнённостью более 98 % составляют 56 % от бездействующего фонда (133 скважины). В то же время у небольшой группы (42 скважины – 17,8 %) дебит на дату остановки был выше 5 тонн/сут.

Основной причиной остановки законсервированного фонда является высокая обводнённость продукции – 38 скважин (90,5 %), находящиеся в консервации скважины имели на момент остановки обводнённость выше 98 %.

Большинство скважин пьезометрического и наблюдательного фонда (78 единиц или 90,7 % группы) имели дебит нефти на момент остановки менее 5 тонн/сут., причём 57 скважин (73 %) имели обводнённость выше 98 %.

Среди ликвидированных скважин отмечается высокая доля скважин, дебит нефти которых на момент остановки был более 5 тонн/сут. – 36 скважин (40 % ликвидированного фонда), все они были ликвидированы по причине сложных аварий.

На рисунке 7 представлено распределение бездействующего фонда добывающих скважин по причинам остановок на 01.01.2018 г.

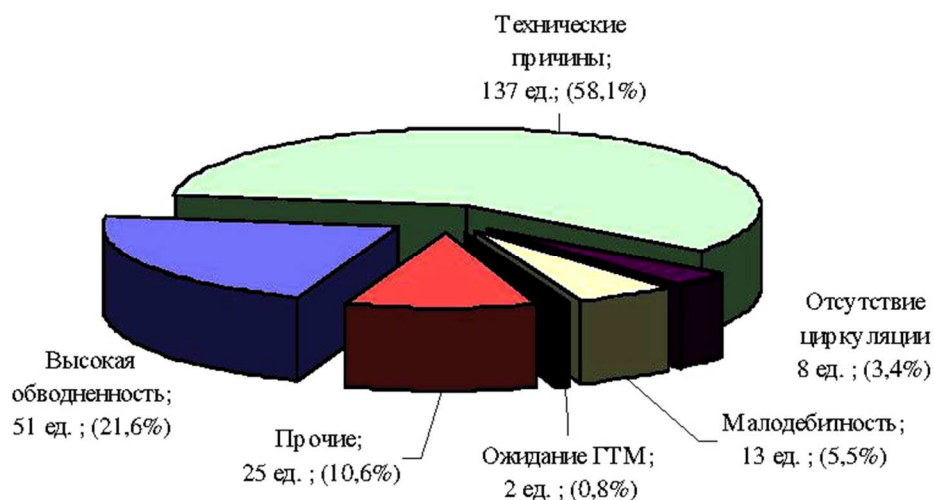


Рисунок 7 – Распределение добывающих скважин по причинам бездействия

Основную группу составляют скважины, бездействующие по причине аварий (падение оборудования на забой, заклинивание насоса и др.) – 58,1 % от всего бездействующего фонда. Высокая обводненность явилась причиной бездействия 21,6 % скважин. По причине отсутствия циркуляции бездействуют 3,4 % скважин. По причине малодебитности остановлено 5,5 % скважин, проведения мероприятия ожидает менее 1 % скважин.

За всю историю разработки объекта АВ<sub>4-5</sub> в добыче нефти участвовало 1369 скважин.

Накопленная добыча в среднем составляет 102,6 тыс. тонн на скважину, пребывавшую в эксплуатации. Около трети скважин (443 скважин – 32 %) имеет накопленную добычу менее 10 тыс. тонн на скважину, накопленная добыча по этой группе составляет 1,38 млн тонн (1 % от накопленной добычи по объекту). Скважины с накопленной добычей от 10 до 100 тыс. тонн на скважину составляют 44 % (602 скважины), накопленная добыча по ним составила 24,8 млн тонн (17,7 % от всей добычи). Доля скважин с накопленной добычей более 100 тыс. тонн на скважину составляет 23,7 % (324 скважины), накопленная добыча по ним составила 114,3 млн тонн (82 %).

В процессе эксплуатации скважин Самотлорского месторождения с разной степенью интенсивности проявляются все известные виды осложнений. В большей степени на работу скважин рассматриваемого месторождения влияют вынос механических примесей, солеотложения, выпадение АСПО, коррозия погружного внутрискважинного оборудования, в меньшей – гидратообразование.

### **Механические примеси**

В настоящее время существует широкий спектр технологий и технических решений, направленных на снижение влияния мехпримесей на работу внутрискважинного насосного оборудования. На рисунке 8 представлена их классификация.

Данная классификация охватывает практически все методы и способы предупреждения выноса мехпримесей из пласта и борьбы с этим осложнением, разработанными научными организациями и испытанными с различной степенью успешности в отечественной практике нефтедобычи.

### **Солеотложения**

Наиболее прогрессивным методом борьбы с солеотложением является химический метод с использованием ингибиторов солеотложений.

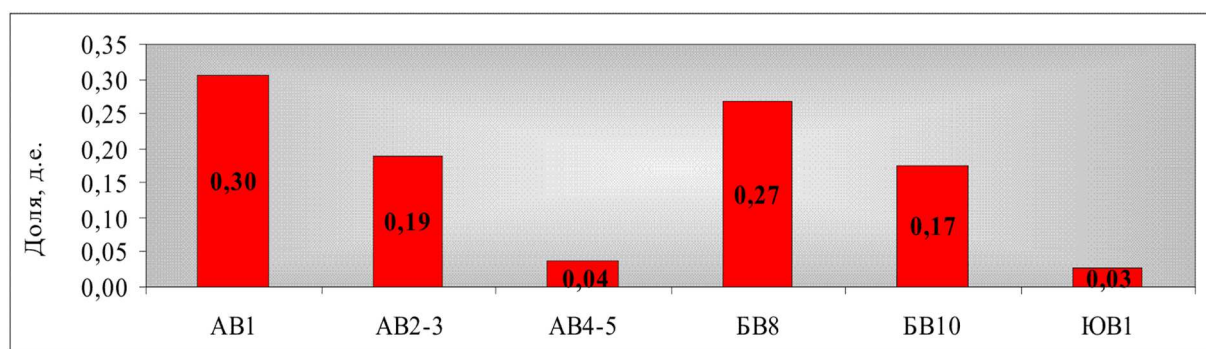
В настоящее время разработано большое количество ингибиторов солеотложений, лучшие из них прошли испытания на месторождениях Западной Сибири.



**Рисунок 8** – Способы снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования

Для предупреждения отложения солей выбраны ингибиторы типа ПАФ. Разработаны летняя и зимняя формы реагентов, физико-химические свойства которых отвечают предъявленным требованиям к ингибиторам.

Распределение солепроявляющих скважин по пластам представлено на рисунке 9.



**Рисунок 9** – Распределение осложнённых солеотложениями скважин по пластам Самотлорского месторождения

### **Выпадение асфальто-смоло-парафиновых веществ**

В процессе нефтедобычи возникают осложнения, связанные с выпадением асфальто-смоло-парафиновых веществ в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях. Это приводит к снижению дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и другим нежелательным последствиям.

В скважинах Самотлорского месторождения данные виды отложений встречаются, однако не оказывают существенного влияния на процесс нефтедобычи.

На 01.01.2018 г. фонд скважин, осложнённый асфальто-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО), представлен следующим образом: ЭЦН – 305 скважин, ШГН – 427 скважин, КГ – 4 скважины, СН – 15 скважин.

В настоящее время известны 4 направления по предупреждению и борьбе с АСПО: технологические, тепловые, химические и магнитные.



Фактически борьба с АСПО на Самотлорском месторождении ведётся следующими методами:

- промывка горячей нефтью комплексами АДП;
- химическая защита подземного оборудования ингибиторами парафиноотложений с применением глубинных дозаторов;
- удаление парафиноотложений в НКТ спуском скребка ручными и автоматическими лебёдками;
- защита скважин магнитными активаторами.

Основным методом защиты скважин от парафиноотложений являются промывки горячей нефтью. Периодичность промывок изменяется от 1 раза в месяц до разовой (температура плавления парафинов 60–76 °С).

### ***Гидратообразование***

В условиях Самотлорского месторождения рекомендуется использовать при глушении скважин растворы неорганических ингибиторов гидратообразований, а для удаления их в основном применять тепловые методы.

На Самотлорском месторождении для ликвидации гидратопарафиновых пробок применяют тепловые методы – прогрев ТЭНами. В основном прогрев осуществлялся на пьезометрическом фонде скважин. Эффективность мероприятий составила 100 %.

### ***Коррозия***

В противокоррозионной защите нуждается следующее нефтепромысловое оборудование:

- подземное оборудование добывающих скважин, оборудованных ШГН, имеющих искривление колонны и добывающих высокообводнённую продукцию;
- трубопроводы системы нефтесбора, транспортирующие продукцию в расслоенном или расслаивающемся режиме, либо в эмульсионном режиме с внешней водной фазой. Режим течения для каждого направления должен уточняться расчётным путём не реже одного раза в квартал с использованием программных комплексов «OIS PIPE», «ЭКСТРА» или аналогичных, а также инструментальным путём с применением зондов, позволяющих отбирать пробы с разных уровней по сечению трубопровода;
- трубопроводы системы ППД, транспортирующие минерализованные сточные воды (окончательное решение принимается после соответствующего ТЭО);
- отстойники, дегидраторы, резервуары и другое оборудование, контактирующее с подтоварными водами.

Способы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования разделяются на 4 группы:

- 1) механические;
- 2) магнитные;
- 3) химические;
- 4) биологические.

На 01.01.2018 г. коррозионный фонд скважин Самотлорского месторождения представлен следующим образом: ЭЦН – 917 скважины, ШГН – 157 скважин, КГ – 105 скважин, СН – 2 скважины.

Борьба с коррозией оборудования заключается в основном в применении оборудования в коррозионностойком исполнении (насосы, НКТ, штанги, мандрели и т.д.). Иные средства и методы борьбы с коррозией скважинного оборудования на Самотлорском месторождении не применяются.

На сегодняшний день основным видом защиты является ингибирование.

Окончательный выбор эффективного реагента для конкретных нефтепромысловых сред и объектов следует производить с использованием стендовой (пилотной) установки для испытаний ингибиторов коррозии.

Выбор технологии применения ингибитора зависит от экономических и технических возможностей, а также физико-химических свойств самого реагента.

Перспективно использование металлических труб с внутренним покрытием, а также неметаллических труб.

## Анализ выполнения проектных решений

### *Мероприятия по совершенствованию разработки залежи*

Залежь пласта АВ<sub>4-5</sub> введена в разработку в 1979 году. В данный момент залежь находится на четвертой завершающей стадии разработки. Заводнение залежи начато в 1981 году.

В соответствии с проектными решениями в зависимости от фильтрационных характеристик различных участков залежи в процессе её освоения были организованы различные системы заводнения: трёх- и пятирядные блоки с уплотняющими и поперечными дополнительными нагнетательными рядами скважин, очаговое заводнение, кольцевая батарея нагнетательных скважин вокруг ЧНЗ и центральный разрезающий ряд внутри кольца.

#### *Анализ выработки запасов нефти уплотняющим фондом скважин*

Общее число добывающих скважин, введённых в эксплуатацию в 1979–1993 гг. – 1146 единиц, доля их участия в накопленной добыче нефти – 78 %. Этим фондом была охвачена практически вся площадь залежи, в том числе ЧНЗ и ВНЗ.

С 1994 по 2013 гг. было введено в эксплуатацию 2114 скважин, вклад которых в суммарную добычу нефти составил лишь 22 %, а в суммарную добычу воды – 51 %. Из них 1764 скважины бурились между ранее пробуренными добывающими скважинами в целях уплотнения сетки, и 350 скважин – в приконтурной зоне пласта.

На площади залежи размещены скважины трёх групп:

- 1) введённых в эксплуатацию до 1994 года;
- 2) уплотняющих скважин, введённых в эксплуатацию после 1994 года;
- 3) приконтурных скважин, введённых в эксплуатацию после 1994 года.

Начальная обводнённость скважин, вводимых в эксплуатацию на новых приконтурных участках, была, как правило, значительно ниже, чем по уплотняющим скважинам. Исключения составляют 2007, 2008, 2011 и 2013 гг., когда в уплотняющий фонд ежегодно вводилось от 1 до 6 новых скважин с обводнённостью, не превышающей 50 %.

Скважины, введённые в эксплуатацию до 1994 года, обеспечили максимальный объём добычи нефти из пласта – 37,9 млн тонн в 1993 году. Из 1146 скважин в 2013 году осталось 211 действующих скважин, годовая добыча нефти составила 507,4 тыс. тонн при обводнённости продукции 97,5 %, объём попутной воды – 1 млн тонн, средние дебиты нефти и жидкости – 4,2 и 169 тонн/сут. соответственно.

По группе уплотняющих скважин, введённых в эксплуатацию после 1994 года, максимальная добыча нефти (12,1 млн тонн) была получена в 1996 году. К 2013 году из 1676 скважин в действующем фонде осталось 702 скважины, годовая добыча нефти составила 1,8 млн тонн при обводнённости продукции 97,1 %, объём попутной воды – 58,6 млн тонн, средние дебиты нефти и жидкости – 6,7 и 228 тонн/сут. соответственно. Накопленный отбор нефти на 1 скважину составляет 55 тыс. тонн, жидкости – 624 тыс. тонн, ВНФ – 10,3.

По группе приконтурных скважин, введённых в эксплуатацию после 1994 года, самый низкий максимальный уровень добычи нефти – 851 тыс. тонн (в 1999 году). К 2013 года из 347 скважин в действующем фонде осталась 121 скважина, годовая добыча нефти составила 184 тыс. тонн при обводнённости продукции 95,1 %, объём попутной воды – 3,6 млн тонн, средние дебиты нефти и жидкости – 3,9 и 80 тонн/сут. соответственно. Накопленный отбор нефти на 1 скважину составляет 22,9 тыс. тонн, жидкости – 208 тыс. тонн, ВНФ – 8,1.

Сравнение показателей разработки по группам скважин за период 1994–2013 гг. позволило сделать следующие выводы:

- минимальными годовыми уровнями добычи нефти характеризовались приконтурные скважины, в связи с их небольшим количеством. До 1997 года основной вклад в добычу нефти приходился на старые скважины, а с 1997 года уровни добычи уплотняющих скважин стали превышать годовую добычу нефти старых скважин почти в 2 раза;
- наибольшими значениями обводнённости продукции на протяжении 1994–2013 гг. характеризовались скважины, введённые до 1994 года, наименьшими – приконтурные скважины;

- по накопленной добыче нефти и жидкости однозначное преимущество имеет группа скважин, введённых в эксплуатацию до 1994 года (для анализа использована накопленная добыча по этим скважинам только за период с 1994–2013 гг.). К 2013 году накопленная добыча жидкости по уплотняющим скважинам достигла величины, близкой к значению, полученному по старым скважинам;

- максимальными дебитами нефти до 2003 года характеризовались уплотняющие скважины, с 2003 года дебиты нефти по всем группам скважин стали сопоставимыми. Дебиты жидкости старых скважин вплоть до 2010 года превышали значения по уплотняющим скважинам в среднем на 50 тонн/сут., а с 2010 года стали ниже, чем по уплотняющему фонду в среднем на 6–58 тонн/сут. Минимальные дебиты жидкости отмечались по приконтурным скважинам;

- наибольшая доля в действующем фонде на протяжении 1994–2013 гг. приходилась на уплотняющие скважины, которые обеспечили основную часть годовой добычи нефти. Их количество и вклад в добычу нефти продолжает увеличиваться, в то время как фонд старых скважин, введённых до 1994 года, как и их доля в годовых отборах нефти, постепенно снижается. Вклад в добычу нефти приконтурных скважин, количество которых кратно ниже – минимален.

Несмотря большой вклад уплотняющих скважин в годовую добычу нефти и достаточно высокие дебиты нефти, использование уплотняющего фонда всё-таки менее эффективно, чем скважин, введённых до 1994 года, что обусловлено совокупностью геологических и технологических причин:

- 1) бурение уплотняющих скважин в заводнённых зонах со сложным распределением по разрезу нефтенасыщенных и заводнённых интервалов, о чём свидетельствует высокая начальная обводнённость скважин;

- 2) неправильный выбор интервалов перфорации, т.к. применявшийся комплекс ГИС не позволял достаточно достоверно оценивать характер насыщения пласта по разрезу;

- 3) несовершенство применяемой технологии крепления скважин и разобщения нефтенасыщенных и заводнённых интервалов;

- 4) неудовлетворительное техническое состояние скважин, наличие перетоков воды по стволу, приводящее к увеличению обводнённости продукции скважин.

#### ***Мероприятия по совершенствованию эксплуатации скважин***

В настоящее время практически весь фонд объекта АВ<sub>4-5</sub> эксплуатируется механизированным способом (исключение составляет одна фонтанная скважина – 0,3 % действующего фонда). По состоянию на 01.01.2018 г. 302 скважины (79 %) эксплуатируются с помощью ЭЦН, 46 скважин (12 %) – газлифтным способом, 35 скважин (9,1 %) – с помощью ШГН.

В последние годы на Самотлорском месторождении, как и на многих месторождениях Западной Сибири, выполняется большой объём работ по оптимизации режима эксплуатации скважин механизированного фонда.

Одним из основных видов ГТМ по оптимизации режима работы скважин является смена подземного насосного оборудования на более высокопроизводительные и высоконапорные типоразмеры, углубление установки насосов для обеспечения более высоких депрессий на пласт.

Однако нередко эти мероприятия при достижении определённого технологического эффекта имеют негативные последствия в виде сокращения сроков работы насосов на отказ из-за более жёстких термобарических условий их эксплуатации, роста осевых динамических нагрузок, увеличения выноса мехпримесей из пласта и, соответственно, повышения их содержания в откачиваемой продукции.

В наклонно-направленных скважинах со сложным профилем проводки увеличение глубины спуска и рост габаритных размеров насосного оборудования влечёт за собой повышение вероятности/риска получения механических повреждений системы «кабель – ПЭД – насос».

На скважинах, оборудованных ЭЦН, в качестве ГТМ нередко используют увеличение типоразмера насосов, т.е. форсированный отбор жидкости. Насосами высокой производительности (вторая область типоразмеров ЭЦН) оборудуются скважины, размещённые на участках пластов с улучшенными ФЭС, т.е. на площадях залежей длительное вре-



мя активно разрабатываемых, со сложившейся системой фильтрационных потоков от линий нагнетания воды к зонам отборов. Как показывают результаты многочисленных опытно-промышленных работ на месторождениях Западной Сибири по закачке индикаторов заводнения (трассеров), в «промытых» зонах образуются техногенные зоны супервысокой проводимости. В этих условиях форсированный отбор жидкости приводит практически только к увеличению отборов закачиваемой воды, росту обводнённости продукции и динамического уровня, а в нашем случае – к уменьшению депрессии на пласт и, следовательно, без подключения к выработке дополнительных нефтенасыщенных толщин. Дальнейшее увеличение типоразмера насосов (1250 м<sup>3</sup>/сут. и более) является нерациональной мерой, т.к., во-первых, не гарантируется достижение положительных результатов, во-вторых, столь значительное увеличение отборов жидкости при малой доле нефти ставит под вопрос экономическую целесообразность выполняемых мероприятий этого вида и, в-третьих, увеличение типоразмера насосов ограничивается техническими возможностями скважин (диаметром эксплуатационной колонны).

Такая оценка ситуации требует кардинального изменения стратегии управляющих решений по разработке залежей в обводнённых зонах. Основной объём ГТМ необходимо сосредоточить на мероприятиях по нагнетательному фонду. На этом фонде должны быть развёрнуты широкомасштабные работы по регулированию закачки воды с изоляцией промытых зон и освоения под закачку не принимающих воду интервалов, т.е. выполняться работы по выравниванию профиля приёмистости (ВПП). Однако работы по ВПП имеют ограниченную область воздействия на пласт и являются предварительным элементом внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов с использованием агентов, создающих более «жёсткие» гидравлические сопротивления, чем растворы полимеров.

Мероприятия по регулированию закачки воды (ВПП) и внедрению методов повышения нефтеотдачи пластов (МУН) должны выполняться комплексно и системно в пределах гидродинамически изолированных блоков объектов разработки.

Только решив проблему выравнивания фронта вытеснения по толщине разреза объекта, можно будет целенаправленно заниматься вопросами оптимизации режима работы фонда добывающих скважин в обводнённых зонах.

Газлифтную эксплуатацию скважин Самотлорского месторождения в сложившихся условиях нельзя признать, во-первых, технически и экологически безопасной, во-вторых, из-за низкого КПД установок – энергетически, а с учётом больших расходов рабочего агента при подъёме высокообводнённой продукции, экономически выгодной, в-третьих, в силу уменьшения диаметра эксплуатационных колонн и, соответственно, потери пропускной способности системы – технологически более эффективной, чем УЭЦН. Поэтому предлагается не выполнять реконструкцию газлифтной системы, но обеспечить её работоспособность в течение 5 лет для перевода газлифтных скважин на эксплуатацию установками ЭЦН.

По состоянию на 01.01.2018 г. 35 скважин объекта АВ<sub>4-5</sub> (9,1 %) эксплуатируется с помощью ШГН. На Самотлорском месторождении существует тенденция увеличения доли насосов вставного исполнения, которая обусловлена политикой Компании в области увеличения наработки на отказ. Применение вставных ШГН позволяет также эффективнее производить текущие ремонты скважин без подъёма подвески НКТ, сокращая при этом время и затраты на операцию.

В процессе эксплуатации скважин Самотлорского месторождения с разной степенью интенсивности проявляются все известные виды осложнений. В большей степени на работу скважин рассматриваемого месторождения влияют вынос мехпримесей, солеотложения, выпадение АСПО, коррозия погружного внутрискважинного оборудования, в меньшей – гидратообразование. Для предупреждения осложнений применяются технические и технологические средства, описанные ранее.

#### ***Мероприятия по совершенствованию системы поддержания пластового давления***

Система ППД построена на полное развитие месторождения и представлена низконапорными и высоконапорными водоводами. Состояние водоводов в связи с их физическим износом и старением металла стенок труб характеризуется как неудовлетворительное.

Пластовые воды Самотлорского месторождения, образующие коррозионную среду в промышленных трубопроводах, состоят из вод различных пластов, и усреднённый показатель их агрессивности составляет 1,84 мм/год. Согласно классификации, принятой в РД 39-0147323-339-89Р, они должны быть отнесены к коррозионным средам высокой агрессивности. Подтоварные воды, используемые в системе ППД, представляют собой также смесь пластовых вод, но их агрессивность может быть несколько выше за счёт присутствия растворённого кислорода, попадающего в воду при отстое в РВС очистных сооружений. Следовательно, необходима реконструкция с заменой трубопроводов и использованием комплексных мер их защиты от внутренней коррозии (стали улучшенных марок, внутреннее антикоррозионное покрытие, ингибирование, периодическая очистка от шламовых накоплений и др.).

Новые трубопроводы предлагается строить в едином коридоре инженерных коммуникаций, в котором помимо водоводов прокладываются нефтепроводы, линии ЛЭП, системы автоматики. Параллельно коридорам инженерных сетей строятся внутрипромысловые автодороги.

По результатам оценок, составленным с учётом технических характеристик труб и результатов эксплуатации сооружённых из них опытных участков трубопроводов, а также их стоимости, рекомендуется использовать при реконструкции и новом строительстве промышленных трубопроводов различного технологического назначения следующие трубы:

1. Строительство низконапорных водоводов.

1.1. Из стальных труб с двухсторонним силикатно-эмалевым покрытием (в старых коридорах коммуникаций); с наружным полиэтиленовым покрытием и с внутренним силикатно-эмалевым покрытием (в новых коридорах коммуникаций).

1.2. Из металлопластмассовых труб.

1.3. Из стеклопластиковых труб; стеклопластиковых труб при условии прокладки в грунтах, имеющих высокую продольную устойчивость, исключаящую потерю несущей способности трубопроводов, смонтированных из стеклопластиковых труб.

1.4. Из труб высокопрочного чугуна с шаровидным графитом при условии прокладки в минеральных грунтах, имеющих высокую продольную устойчивость.

2. Строительство высоконапорных водоводов

2.1. Из бесшовных горячедеформированных труб повышенной коррозионной устойчивости. Сварку труб осуществлять по технологии, обеспечивающей повышенную надёжность сварного шва и околошовной зоны (прогрев зоны шва, биметаллические кольца, втулки, протектор и т.п.).

В качестве наружного покрытия применять экструдированный полиэтилен заводского нанесения по ГОСТ Р 51164-98.

2.2. Из металлопластмассовых труб.

2.3. Из стеклопластиковых (фибергласовых) труб (при отсутствии в воде мехпримесей) при условии прокладки их в грунтах, имеющих высокую продольную устойчивость, исключаящих потерю несущей способности трубопроводов, смонтированных из стеклопластиковых труб.

***Мероприятия по совершенствованию системы сбора и подготовки скважинной продукции***

Самотлорское месторождение находится на поздней стадии разработки, характеризующейся падающей добычей жидкости и высокой обводнённостью продукции скважин. В настоящее время обводнённость нефти, поступающей на сборные пункты, превысила 90 %. С увеличением обводнённости возросла коррозионная агрессивность добываемой жидкости и, как следствие, аварийность в системах сбора, транспорта нефти и газа, ППД. Это связано, прежде всего, с тем, что если раньше в скважинах и трубопроводах существовали эмульсионные структуры потоков типа «вода в нефти», мало агрессивные в коррозионном отношении, то сейчас при обводнённости свыше 90 % по коммуникациям системы сбора движется трёхфазный газожидкостный поток, в котором жидкая фаза представлена концентрированной нефтяной эмульсией и свободной водой, что приводит к более интенсивному разрушению металла трубопроводов и оборудования.

Продолжительный срок эксплуатации и связанный с этим физический износ и моральное старение труб, а также отсутствие финансовых средств на капитальное строительство и ремонт привели к низкой эксплуатационной надёжности всех трубопроводных систем и росту их аварийности. Положение усугубляется присутствием в продукции скважин сероводорода и сульфидов железа. В нагнетательных скважинах и системе нефтесбора Самотлорского месторождения сероводород и сульфатвосстанавливающие бактерии были обнаружены ещё в 1987 году. Это явилось одной из основных причин микробиологической сероводородной коррозии труб и роста их аварийности. Кроме того, причиной роста аварийности трубопроводов явилось снижение уровня добычи, что привело к снижению скорости транспортируемой среды и образованию «застойных», тупиковых зон в пониженных местах трассы, где скорость локальной коррозии увеличивается до 3-4 мм/год.

Реконструкцией предусматривается частичная децентрализация промышленных объектов и оптимизация структуры сбора и транспорта нефти, позволяющая сократить среднюю протяжённость наиболее длинных веток нефтесбора и высоконапорных водоводов с 12 до 7 км, максимальную с 25 до 10 км, что приведёт к снижению энергетических затрат, уменьшению диаметров трубопроводов, металлоёмкости и стоимости строительства. По сравнению с существующим положением будет достигнуто уменьшение диаметров и протяжённости реконструируемых трубопроводов, что положительно отразится на их эксплуатационной надёжности.

Реконструкцию существующих площадок предлагается выполнить в несколько этапов.

На первых этапах реконструкции предлагается произвести капитальный ремонт существующего оборудования в объёме, соответствующем показателям поступающей продукции, замену того оборудования, которое уже не подлежит восстановлению и демонтажные работы незадействованного оборудования для подготовки территории под инновационное обновление строительства объектов (техническое и технологическое перевооружение).

На последующих этапах осуществляется инновационная реконструкция технологических площадок на территории, освобождённой после демонтажа недействующего оборудования. При этом для строительства новых резервуаров предлагается использовать существующие основания. Этим достигается значительное сокращение территории и инженерных коммуникаций под новое строительство.

Согласно проведённому анализу состояния оборудования, трубопроводов, оснований существующих кустов требуется активирование технического освидетельствования и реконструкция: полное восстановление отработавших амортизационный срок замерных установок, водораспределительных гребёнок, выкидных линий, нефтесборных сетей, высоконапорных водоводов, кабельных линий, а также площадок размещения оборудования и сооружений. Реконструкция существующих кустовых оснований заключается в рекультивации шламового амбара, дополнительной планировке площадки с созданием противοфильтрационных экранов сброса и утилизации дренажных стоков.

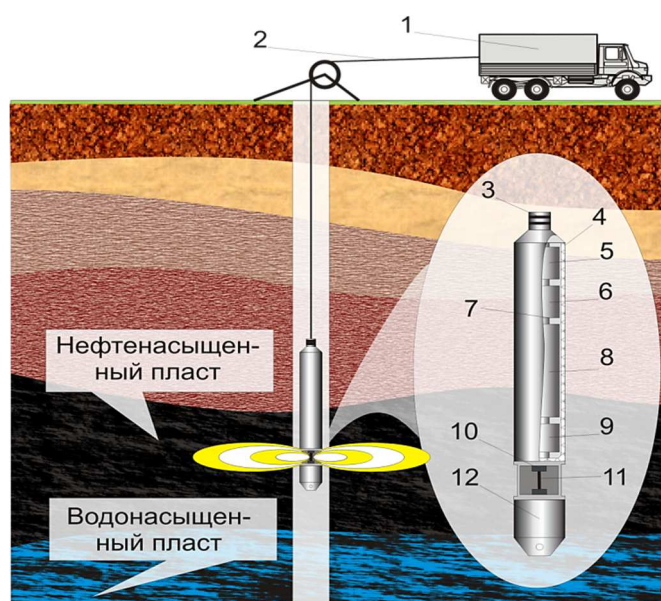
Радикальным решением по повышению эксплуатационной надёжности трубопроводных систем является полная их реконструкция путём замены существующих, подверженных коррозионному износу трубопроводов на новые из коррозионно-стойких сталей, с внутренним и наружным покрытием, а также применение неметаллических фиброгласовых, металлопластиковых, полимерно-металлических, полиэтиленовых труб. При этом следует учитывать, что пластмассовые трубы и покрытия, в т.ч. фиброгласовые, неустойчивы к абразивному износу. Наилучшим техническим решением в системах сбора и транспорта продукции, ППД является использование труб с двухслойным стекломалевым покрытием.

### ***Технология плазменно-импульсного воздействия***

В 2019 году на Самотлорском месторождении была опробована инновационная технология плазменно-импульсного воздействия с целью интенсификации добычи нефти. На сегодняшний день существует множество различных методов воздействия на продуктивные пласты с целью дополнительного извлечения углеводородов. Однако все они обладают существенным недостатком – узкая специализация при решении за-

дач. Проводя исследования, удалось отойти от традиционных методов и найти решение с позиций нелинейных систем, к которым относятся системы со значительным энергосодержанием и энерговыделением, высокоскоростные, высокотемпературные процессы, колебания и волны со значительной амплитудой. При использовании метода плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) происходит инициирование резонансных колебаний в продуктивных пластах с целью усиления миграции нефти в направлении добывающих скважин.

Достоинствами предлагаемой технологии являются экологическая чистота, простота и доступность, возможность применения при любой обводнённости, безопасность и экономия затрат.



**Рисунок 10** – Схема плазменно-импульсного воздействия:

- 1 – каротажный подъёмник; 2 – геофизический кабель; 3 – соединение с геофизическим кабелем;  
 4 – корпус скважинного прибора; 5 – высоковольтный трансформатор; 6 – высоковольтный блок;  
 7 – соединительные линии; 8 – блок накопительных конденсаторов; 9 – устройство управления прибором;  
 10 – электроды излучателя; 11 – плазменный канал; 12 – устройство для формирования плазменного канала

В основу технологии плазменно-импульсного воздействия (рис. 10) положено создание резонанса в продуктивных пластах. Ток высокого напряжения в 3 тыс. вольт подаётся на электроды, что приводит к его взрыву и образованию плазмы в замкнутом пространстве. Мгновенное расширение плазмы создаёт ударную волну, которая воздействует на твёрдый скелет пласта и вызывает ряд последовательных колебаний. В результате последовательные импульсы вызывают собственные колебания пластов на резонансных частотах. Таким образом, последующее охлаждение и сжатие плазмы вызывает обратный приток в скважину через перфорационные отверстия. За счёт явления резонанса в продуктивном пласте положительным дебитом откликаются расположенные рядом скважины. При этом, как правило, обводнённость на всех скважинах значительно снижается. Кроме масштабного воздействия, создание плазмы позволяет решить и локальные задачи по очистке призабойной зоны скважин. Плазменно-импульсный генератор прошёл опытно-промышленные испытания на месторождения со сложными терригенными, карбонатными коллекторами в России, Китае и Казахстане.

Применение плазменно-импульсного воздействия на Самотлорском месторождении является экономически обоснованной необходимостью за счёт следующих факторов:

- дополнительной добычи нефти за счёт повышения нефтеотдачи пласта;
- добычи от дополнительно вовлечённых в разработку ранее недренируемых запасов нефти;
- текущей дополнительной добычи нефти за счёт интенсификации отбора жидкости из пласта;
- сокращения объёма попутно добываемой воды.

## 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 : 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. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
9. Попов В.В. [и др.]. 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. Абдульмянов С.Х. Интенсификация выработки запасов нефти из пласта  $AB_1^{1-2}$  (рябчик) Самотлорского месторождения с применением комбинированных технологий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 8. – С. 52–54.
13. 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.
14. 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.
15. 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.
16. Антонов Е.Н., Шиян С.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах Самотлорского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 48–57.
17. Антонов Е.Н., Шиян С.И., Шаблий И.И. Анализ эффективности проведения ГРП на объекте  $AB_1^{1-2}$  Самотлорского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 55–72.
18. Воробьёв 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.
19. Задорожный Е.В., Мустаева Э.Р. Уточнение распределения типов пород в пласте  $AB_1^{1-2}$  Самотлорского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 12. – С. 53–55.
20. Исупов А.В. Успешный опыт проведения двадцатистадийного ГРП за одну спускоподъёмную операцию на Самотлорском месторождении с применением технологии «манжетный пакер» // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 7. – С. 56–58.
21. 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.
22. Кельметр В.В. Эффективные методы освоения скважин на Самотлорском нефтегазоконденсатном месторождении // Молодой учёный. – 2020. – № 34 (324). – С. 23–26.

23. Лопухов А.Н. Интеллектуализация Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 1 (168). – С. 58–64.
24. Михайлов И.С., Исанбердин В.М., Анашкина А.Е. Анализ породоразрушающего инструмента на Самотлорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 194–195.
25. Мойса Н.Ю. [и др.]. Некоторые рецептуры и технология приготовления буровых растворов, применяемых при бурении вторых стволов на Самотлорском месторождении // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2000. – Вып. 9. – С. 299–301.
26. Орлова И.О. [и др.]. Трассерные исследования межскважинного пространства // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 67–69.
27. Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Анализ современных методов защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 125–129.
28. Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Коррозия трубопроводов и нефтегазового оборудования // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 130–135.
29. Савенок О.В. [и др.]. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 4 (45). – С. 59–65.
30. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 2. – С. 36–51.
31. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Даценко Е.Н. Технические средства для обработок скважин с использованием виброволнового воздействия. Скважинные генераторы колебаний // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 139–148.
32. Яковлев А.Л., Кусов Г.В. Физические основы виброволнового воздействия // Сборник статей ЦНС «Международные научные исследования» по материалам VI Международной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы современной науки» (25 апреля 2016 года, г. Москва). – М. : Издательство «ISI-journal», 2016. – Ч. 2. – С. 75–80.
33. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Савенок О.В. Комплексная технология повышения продуктивности и реанимации скважин с использованием виброволнового воздействия // Научный электронный журнал «Бюллетень науки и практики». – 2016. – № 5 (май). – С. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!yakovlev/lpmgc>

## References

1. Samotlor deposit development project. Geological structure of productive horizons. – Tyumen : SibNIINP, 1991.
2. Problems of Samotlor deposit development. – Tyumen : SibNIINP, 1995.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : Textbook for university students. – 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 : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
5. 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.
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 West Siberian reservoirs. – Tomsk : TPU Publishing House, 2006. – 166 p.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas places of birth. – Moscow: Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of aqua-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
12. Abdulmyanov S.Kh. Intensification of oil reserves production from reservoir (grouse) of Samotlor field with application of combined technologies // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2010. – № 8. – P. 52–54.
13. 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.

14. Alekseeva L.V. Samotlor oil and gas field: problems of preparatory works for its development // Proceedings of VI All-Russian Scientific and Practical Conference with International Participation «History and Local Studies of Western Siberia: Problems and Prospects of Study» / FSBOU VPO «Tyumen State University», Ishim Pedagogical Institute named after Ishim / Doctor of Science. P.P. Ershov Pedagogical Institute (branch) of Tyumen State University (November 10, 2015, Ishim). – Ishim : Publishing house of the branch of FSBEU VPO «Tyumen State University» in Ishim, 2016. – P. 119–125.
15. Antonov E.N., Savenok O.V. Estimation of quality of cementing and technical state of wells on the example of Samotlor field on the data of acoustic method of control // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 36–48.
16. Antonov E.N., Shiyan S.I. Technique and technology of hydraulic fracturing at wells of Samotlor field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 48–57.
17. Antonov E.N., Shiyan S.I., Shabliy I.I. Analysis of hydraulic fracturing efficiency at the object of Samotlorskoye deposit // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2020. – № 2. – P. 55–72.
18. Vorobyov A.E., Malyukov V.P., Galuzinskiy I.D. Innovative technologies to increase oil recovery and waterproofing at the Samotlor oil and gas field // Vestnik of Russian University of Peoples' Friendship. Series: Engineering studies. – 2015. – № 3. – P. 96–101.
19. Zadorozhnyi E.V., Mustaeva E.R. Specification of rock type distribution in formation of Samotlor field // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2011. – № 12. – P. 53–55.
20. Isupov A.V. Successful experience of carrying out twenty stages of hydraulic fracturing in one downhole operation at Samotlor field using «cuff packer» technology // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – № 7. – P. 56–58.
21. Kazakova T.G. [et al.]. Hydrodynamic Modeling as a Tool for Analysis and Optimization of the Development System under Conditions of Uncertainty (on the Example of the Group of Formations of the AV Samotlor Field) // Neftepromyshlennoe Delo. – 2012. – № 1. – P. 81–84.
22. Kelmetr V.V. Effective methods of well development at Samotlor oil and gas condensate field // Young scientist. – 2020. – № 34 (324). – P. 23–26.
23. Lopukhov A.N. Intellectualization of Samotlor field // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 1 (168). – P. 58–64.
24. Mikhailov I.S., Isanberdin V.M., Anashkina A.E. Analysis of rock destruction tool at the Samotlor field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 194–195.
20. Moisa N.Yu. [et al.]. Some formulas and technology of preparation of drilling muds used in drilling of the second shafts at the Samotlor field // Collection of scientific papers «Hypotheses, Search, Prognoses». – Krasnodar : SKO IA RF, 2000. – Issue 9. – P. 299–301.
25. Orlova I.O. [et al.]. Tracer studies of the interwell space // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 2. – P. 67–69.
26. Povarova L.V., Muntean V.S., Skiba A.S. Analysis of modern methods of oilfield equipment corrosion protection // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 125–129.
27. Povarova L.V., Munt'yan V.S., Skiba A.S. Pipeline and oil-and-gas equipment corrosion // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 130–135.
28. Savenok O.V. [et al.]. Optimization of Injection Well Stock at the Late Stage of Development Based on the Results of Trace Studies Analysis (by the Example of Dysh Field) // Petroleum Engineer. – 2018. – № 4 (45). – P. 59–65.
29. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. Analysis of methods of influence on bottom-hole formation zone in conditions of the Samotlor field // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – № 2. – P. 36–51.
30. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Technical means for treatment of wells with use of vibration wave action. Well oscillation generators // Nauka. Technique. Technologies (polytechnical bulletin). – 2016. – № 1. – P. 139–148.
31. Yakovlev A.L., Kusov G.V. Physical basics of vibration wave action // Collection of articles of the CNS «International scientific research» on the materials of the VI International scientific-practical conference «Problems and prospects of modern science» (April 25, 2016, Moscow). – M. : ISI-journal Publishing House, 2016. – Part 2. – P. 75–80.
32. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Savenok O.V. Complex technology of productivity increase and well resuscitation using the vibration wave action // Scientific electronic journal «Bulletin of science and practice». – 2016. – № 5 (May). – P. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!yakovlev/lpmgc>

УДК 550.812 + 622.276

**ХАРАКТЕРИСТИКА И ИЗУЧЕННОСТЬ ОСНОВНЫХ СВОЙСТВ  
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПАЛЪЯНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ  
КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**CHARACTERISTICS AND STUDY OF THE MAIN PROPERTIES  
OF THE PRODUCTIVE LAYERS OF THE PALYANOVSKAYA AREA  
OF THE KRASNOLENINSKOYE FIELD**

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

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

**Аннотация.** В статье рассматриваются характеристика и изученность основных свойств всех продуктивных пластов Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Описана характеристика литолого-коллекторских свойств пород по каждому пласту, дана физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов. Проводится сравнение показателей пористости и проницаемости. Итоговой частью статьи является вывод, основываясь на который выбирается объект для проектной части.

**Ключевые слова:** характеристика и изученность основных свойств продуктивных пластов месторождения; характеристика литолого-коллекторских свойств пород по каждому пласту; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; гистограмма по пористости пластов; гистограмма по проницаемости пластов.

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

**Savenok Olga Vadimovna**  
Doctor of technical sciences,  
Professor of the department  
of development and operation  
of oil and gas fields  
and underground hydromechanics,  
Ukhta state technical university

**Annotation.** The article discusses the characteristics and knowledge of the main properties of all productive layers of the Palyanovskaya area of the Krasno-leninskoye field. The characteristics of the lithological and reservoir properties of rocks for each layer are described, the physical and hydrodynamic characteristics of the productive layers are given. Comparison of porosity and permeability parameters is carried out. The final part of the article is the conclusion, based on which the object is selected for the design part.

**Keywords:** characteristics and knowledge of the main properties of productive formations of the field; characteristics of lithological and reservoir properties of rocks for each layer; physical and hydrodynamic characteristics of productive formations; reservoir porosity histogram; reservoir permeability histogram.

**Х** характеристика литолого-коллекторских свойств пород по каждому пласту

*Пласт ВК<sub>1</sub>*

Продуктивный пласт ВК<sub>1</sub> сложен песчаниками, алевролитами, алевритистыми аргиллитами, неравномерно чередующимися между собой. Песчаники серые, буровато-серые, алевритистые – содержание алевролитовой фракции достигает 25–35 %, мелко-, реже разномерные, псаммо-алевритовой структуры, слоистые.

Коллекторские свойства пласта ВК<sub>1</sub> Пальяновской площади изучены в разрезе 9 скважин. Суммарная эффективная толщина изученных проницаемых прослоев пласта составляет 34,0 м. На один метр эффективной толщины приходится 2,9 определений открытой пористости (99 определений), 1,6 определений проницаемости (55 определений) и 1,5 определений водоудерживающей способности (53 определения). В продуктивной части пласта ВК<sub>1</sub> в пределах Пальяновской площади пористость изменяется от



19,6 до 29,9 % при среднем значении 24,6 %; проницаемость изменяется 0,4 до  $888,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> при среднем значении  $29,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>; остаточная водонасыщенность изменяется от 19,2 до 70,2 % при среднем значении, равном 41,3 %. Гистограммы по пористости и проницаемости пластов ВК<sub>1</sub> и ВК<sub>2</sub> представлены на рисунках 1 и 2.

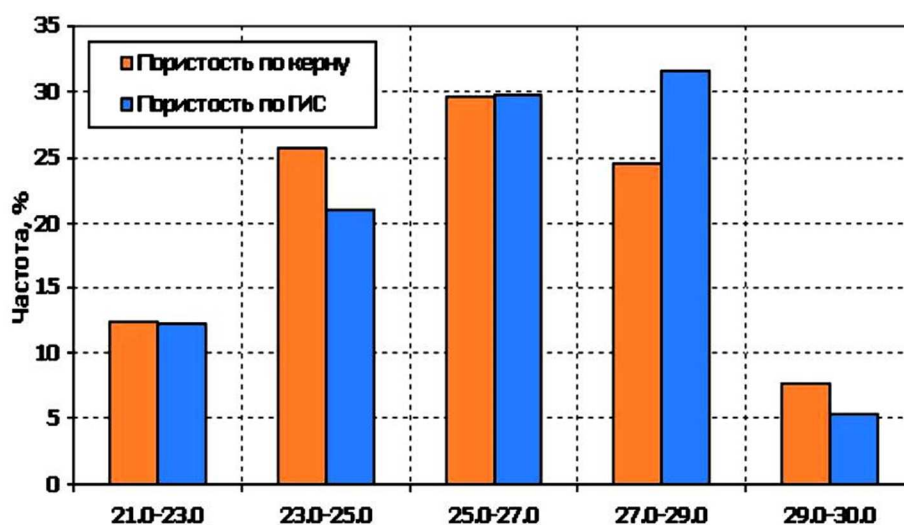


Рисунок 1 – Гистограмма по пористости пластов ВК<sub>1</sub> и ВК<sub>2</sub>

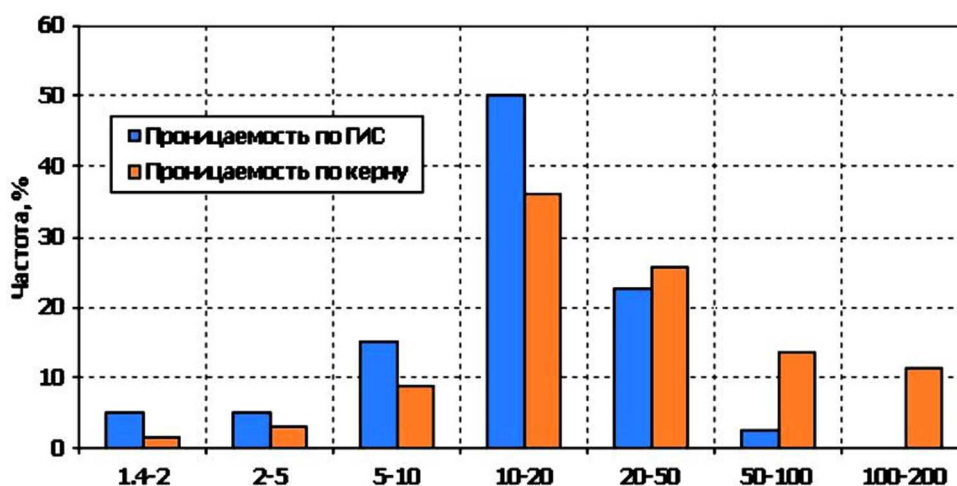


Рисунок 2 – Гистограмма по проницаемости пластов ВК<sub>1</sub> и ВК<sub>2</sub>

#### Пласт ВК<sub>2</sub>

Продуктивный пласт ВК<sub>2</sub> отделяется от пласта ВК<sub>1</sub> тонкими прослоями аргиллитов и алевролитов. По минеральному составу продуктивные отложения пластов ВК<sub>1</sub> и ВК<sub>2</sub> практически не отличаются. Для изучения фильтрационно-емкостных свойств проницаемых прослоев пласта ВК<sub>2</sub> на Пальяновской площади использовано 30 определений пористости и 12 определений проницаемости. Среднее значение пористости в целом по пласту составляет 25,2 %, а проницаемости  $11,52 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. По продуктивной части пласта коэффициент пористости изменяется незначительно, среднее значение пористости составляет 25,4 %, проницаемости  $7,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточной водонасыщенности 44,2 %.

#### Пласт ЮК<sub>0</sub>–ЮК<sub>0</sub><sup>1</sup>

Пласт ЮК<sub>0</sub>–ЮК<sub>0</sub><sup>1</sup> относится к отложениям тутлеймской свиты и распространён повсеместно на Красноленинском своде.

Пласт представлен аргиллитами тёмно-серыми и чёрными с буроватым оттенком, битуминозными, нередко известковистыми и кремнистыми. С точки зрения физи-

ко-литологических свойств отложения тутлеймской свиты изучены слабо. Коллекторы специфичны по строению и свойствам, поэтому необходимо детальное изучение данного объекта. Керновые определения по пласту ЮК<sub>0</sub>–ЮК<sub>0</sub><sup>1</sup> проводились по определению проницаемости. Исследования по пористости провести не удалось.

#### Пласт ЮК<sub>1</sub>

Породы абалакской свиты представляют из себя переходную толщу от прибрежно-морских и континентальных отложений тюменской свиты к морским, сильно битуминозным отложениям баженовской свиты.

В литологическом отношении абалакская свита представлена преимущественно глинистыми отложениями, в различной степени кремнистыми, карбонатными и алевритистыми. При этом установлены следующие закономерности. При переходе от кровли абалакской свиты к её подошве уменьшается степень сортировки и ориентировки глинистых минералов, снижается доля биогенных и аутигенных компонентов (кремнезёма и битумов) и возрастает относительное содержание терригенных составляющих (аргиллитов, алевролитов и песчаников). Отложения абалакской свиты исследовались на определение проницаемости по кернам, пористость не определялась.

#### Пласты ЮК<sub>2-3</sub>, ЮК<sub>4</sub>, ЮК<sub>6</sub>

Продуктивные пласты ЮК<sub>2-3</sub>, ЮК<sub>4</sub>, ЮК<sub>6</sub> тюменской свиты близки по строению, условиям формирования и фильтрационно-емкостным свойствам, сложены песчано-алевритовыми отложениями и аргиллитами. Коллекторами пластов чаще всего служат песчаники мелкозернистые, довольно крепкие, с примесью среднезернистой (5–15 %) и алевролитовой (до 25 %) фракций. Размеры обломочной части – в песчаниках преобладают 0,12–0,30 мм, в алевролитах 0,05–0,10 мм.

Породы по продуктивной части пласта ЮК<sub>2-3</sub> охарактеризованы: 40 определениями по пористости ( $K_p$ ), 17 определениями по проницаемости ( $K_{пр}$ ) и 4 определениями по остаточной водонасыщенности ( $K_{ов}$ ). Среднее значение  $K_p$  по нефтенасыщенной части пласта составляет по керну 14,0 %,  $K_{пр}$   $0,57 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>,  $K_{ов}$  – 57,8 %. Гистограмма сопоставления пористости по керну и ГИС по пласту ЮК<sub>2-3</sub> представлена на рисунке 3.

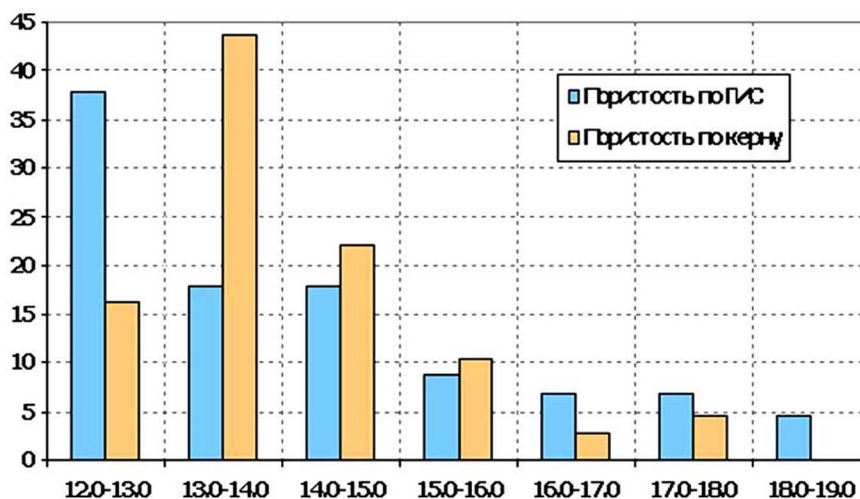


Рисунок 3 – Гистограмма по пористости пласта ЮК<sub>2-3</sub>

В продуктивной части пласта ЮК<sub>4</sub> пористость изменяется от 11,9 до 16,6 % (47 определений), проницаемость от  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $5,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (22 определения), остаточная водонасыщенность составляет 47,7 % (2 определения).

Среднее значение  $K_p$  по нефтенасыщенной части пласта ЮК<sub>4</sub> составляет по керну 14,1 %,  $K_{пр}$  –  $1,34 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность 47,7 %.

#### Базальный горизонт

Базальный горизонт – пласт, залегающий в подошве тюменской свиты. В районе Краснотенинского свода в составе этого слоя выделяется два типа осадков, несколько

различных по условиям формирования – базальные отложения, известные под названием шеркалинского типа коллекторов, и так называемые коллекторы вогулкинского типа.

На территории восточной части Красноленинского свода базальный горизонт представлен на большей части площади породами шеркалинского типа, а в районе скважин №№ 22Р и 23Р – породами вогулкинского типа.

Породы шеркалинского типа распространяются в виде узких полос преимущественно широтного простирания и выполняют палеорусловые врезы. На данном участке работ породы-коллекторы шеркалинского типа физическими свойствами не охарактеризованы. Описание их даётся по аналогии с изученными коллекторами Каменной площади. Породы-коллекторы представлены разнозернистыми песчаниками и гравелитами.

Базальный горизонт вогулкинского типа распространён в южной части изучаемой площади, локализуется вблизи выступов фундамента, выклинивается к сводовым частям и замещается на склонах поднятий. По описанию пород-коллекторов вогулкинского типа Каменной площади отложения представлены серыми от мелко- до гравелистистых песчаниками с редкими прослойками гравелитов.

Керн в продуктивной части пласта представлен всего в одной скважине № 32Р, пористость изменяется от 13,5 до 14,5 % (4 определения), среднее значение  $K_p$  составило 14,0 %; проницаемость изменяется от 0,03 до  $0,21 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (4 определения), среднее значение  $K_{пр}$  составляет  $0,12 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

На основе лабораторных анализов керна, исследований ГИС и ГДИС получены данные о коллекторских свойствах продуктивных пластов Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Данные приводятся отдельно по каждому пласту в таблицах 1–8.

Пласты ВК<sub>1</sub> и ВК<sub>2</sub> северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения объединяют в один нефтеносный комплекс – объект ВК.

Продуктивные пласты ЮК<sub>0</sub>–ЮК<sub>0</sub><sup>1</sup>, ЮК<sub>1</sub>, ЮК<sub>2–3</sub>, ЮК<sub>4</sub> и ЮК<sub>6</sub> объединяют в объект ЮК.

### **Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов**

Физико-литологические свойства пород разреза Пальяновской площади изучались по керну в ЦЛ концерна «Тюменьгеология», в лабораториях ХМНГГ и ЗапСибНИГНИ.

Проведенные лабораторные исследования позволили осуществить привязку кернового материала к данным, полученным по результатам интерпретации ГИС. Сопоставление физических свойств коллекторов полученных лабораторными методами, по скважинам, где отбор керна проводился, и по ГИС показало хорошую коррелируемость результатов. Таким образом, при обосновании средних значений параметров по пластам, где отбор керна проводился в незначительных объемах, предпочтение отдавалось параметрам, полученным по ГИС.

Средние значения и изменчивость открытой пористости по керну и по ГИС по продуктивным пластам представлены в таблице 9.

Средние значения и изменчивость проницаемости по керну и по ГИС по продуктивным пластам представлены в таблице 10.

### **Вывод**

Если сравнивать данные, приведённые в таблицах 1–8, то можно сделать следующий вывод: продуктивные пласты объекта ВК изучены более полно, чем продуктивные пласты объекта ЮК. Из нефтеносных пластов юрского комплекса самая большая изученность у пласта ЮК<sub>2–3</sub> (как по керновому материалу, так и по геофизическим данным).

Следовательно, объект ВК в доразведке не нуждается, чего нельзя сказать о пластах объекта ЮК.

Таблица 1 – Характеристика коллекторских свойств пласта ВК<sub>1</sub>

Метод определения	Наименование	Пористость, %	Проницаемость, мД
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	8	7
	Количество определений, шт.	99	55
	Среднее значение, доли ед.	24,9	29,7
	Кoeffициент вариации, доли ед.	0,3	1,1
	Интервал изменения	min 19,6 max 29,9	0,4 888,7
	Количество скважин, шт.	102	102
Геофизические исследования скважин	Количество определений, шт.	365	366
	Среднее значение, доли ед.	26,5	51,3
	Кoeffициент вариации, доли ед.	0,03	1,03
	Интервал изменения	min 23,90 max 29,5	6,5 204,0
	Количество скважин, шт.		10
	Количество определений, шт.		11
Гидродинамические исследования скважин	Среднее значение, доли ед.		38,1
	Кoeffициент вариации, доли ед.		0,4
	Интервал изменения	min max	13,3 70,8
	Принято для проектирования	0,26	39,6

Таблица 2 – Характеристика коллекторских свойств пласта ВК<sub>2</sub>

Метод определения	Наименование	Пористость, %	Проницаемость, мД	
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	4	3	
	Количество определений, шт.	30	12	
	Среднее значение, Доли ед.	25,2	11,5	
	Коэффициент вариации, Доли ед.	0,3	1,13	
	Интервал изменения	min	20,2	0,94
		max	28,7	26,7
	Количество скважин, шт.	98	98	
Геофизические исследования скважин	Количество определений, шт.	121	121	
	Среднее значение, Доли ед.	26,5	53,3	
	Коэффициент вариации, Доли ед.	0,06	1,03	
	Интервал изменения	min	21,80	1,8
		max	29,5	204
	Количество скважин, шт.			
	Количество определений, шт.			
Гидродинамические исследования скважин	Среднее значение, Доли ед.			
	Коэффициент вариации, Доли ед.			
	Интервал изменения	min		
		max		
	Принято для проектирования		27,0	42,2

Таблица 3 – Характеристика коллекторских свойств пласта ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>1</sub>

Метод определения	Наименование	Пористость, %	Проницаемость, мД	
Лабораторные исследования керн	Количество скважин, шт.		3	
	Количество определений, шт.		17	
	Среднее значение, доли ед.		0,57	
	Коэффициент вариации, доли ед.		1,13	
	Интервал изменения	min		0,1
		max		100,7
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		15	
	Количество определений, шт.		15	
	Среднее значение, доли ед.		1,04	
	Коэффициент вариации, доли ед.		- 2,4	
	Интервал изменения	min		0,2
		max		97,4
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Количество определений, шт.			
	Среднее значение, доли ед.			
	Коэффициент вариации, доли ед.			
	Интервал изменения	min		
		max		
Принято для проектирования		13,0		

Таблица 4 – Характеристика коллекторских свойств пласта ЮК<sub>1</sub>

Метод определения	Наименование	Пористость, %	Проницаемость, мД	
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.		2	
	Количество определений, шт.		20	
	Среднее значение, Доли ед.		1,2	
	Коэффициент вариации, Доли ед.		1,4	
	Интервал изменения	min		0,2
		max		89,7
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		15	
	Количество определений, шт.		15	
	Среднее значение, Доли ед.		1,86	
	Коэффициент вариации, Доли ед.		- 1,87	
	Интервал изменения	min		0,1
		max		102,4
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Количество определений, шт.			
	Среднее значение, Доли ед.			
	Коэффициент вариации, Доли ед.			
	Интервал изменения	min		
		max		
Принято для проектирования		13,0		

Таблица 6 – Характеристика коллекторских свойств пласта ЮК<sub>4</sub>

Метод определения	Наименование	Пористость, %	Проницаемость, мД
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	2
	Количество определений, шт.	47	22
	Среднее значение.	14,1	1,34
	Коэффициент вариации, Доли ед.	0,3	0,9
	Интервал изменения	min max	0,1 5,2
	Количество скважин, шт.	10	10
Геофизические исследования скважин	Количество определений, шт.	50	50
	Среднее значение, Доли ед.	14,6	1,6
	Коэффициент вариации, Доли ед.	0,05	0,11
	Интервал изменения	min max	0,4 7,9
	Количество скважин, шт.		5*
	Количество определений, шт.		5*
Гидродинамические исследования скважин	Среднее значение, Доли ед.		15,58*
	Коэффициент вариации, Доли ед.		1,3*
	Интервал изменения	min max	0,15* 56,93*
	Принято для проектирования		15,0

\* Гидродинамические исследования были проведены по объединённому объекту ЮК<sub>2-3</sub> – базальный горизонт.



Таблица 7 – Характеристика коллекторских свойств пласта ЮК<sub>6</sub>

Метод определения	Наименование	Пористость, %	Проницаемость, мД
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.		
	Количество определений, шт.		
	Среднее значение, доли ед.		
	Коэффициент вариации, Доли ед.		
	Интервал изменения		
		min max	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	3	3
	Количество определений, шт.	5	5
	Среднее значение, доли ед.	14,2	1,0
	Коэффициент вариации, Доли ед.	0,08	0,04
	Интервал изменения		
		min max	12,9 14,9
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.		5*
	Количество определений, шт.		5*
	Среднее значение, Доли ед.		15,58*
	Коэффициент вариации, Доли ед.		1,3*
	Интервал изменения		
		min max	
Принято для проектирования		14,0	1,0

\* Гидродинамические исследования были проведены по объединённому объекту ЮК<sub>2,3</sub> – базальный горизонт.

Таблица 8 – Характеристика коллекторских свойств пласта базального горизонта

Метод определения	Наименование	Пористость, %	Проницаемость, мД
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1
	Количество определений, шт.	4	2
	Среднее значение, Доли ед.	14	1,34
	Коэффициент вариации, Доли ед.	0,2	1,6
	min	13,5	0,1
	max	14,5	5,2
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	12	12
	Количество определений, шт.	37	34
	Среднее значение, Доли ед.	15,2	2,9
	Коэффициент вариации, Доли ед.	0,01	0,08
	min	12,9	0,36
	max	17,5	8,48
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.		5*
	Количество определений, шт.		5*
	Среднее значение, Доли ед.		15,58*
	Коэффициент вариации, Доли ед.		1,3*
	min		0,15*
	max		56,93*
Принято для проектирования		15,0	2,0

\* Гидродинамические исследования были проведены по объединённому объекту ЮК<sub>2-3</sub> – базальный горизонт.

Таблица 9 – Сравнение результатов определения открытой пористости по керну и ГИС по продуктивным пластам ВК, ЮК и базальному пласту

Пласт	Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, пройденная с отбором керна	По керну			По ГИС	
		количество скважин	количество анализов	средневзвешенное значение $K_{гр}$ , %	интерпретация нефтенасыщенной толщины, м	средневзвешенное значение $K_{гр}$ , %
ВК <sub>1</sub>	34	9	99	24,6	472,9	25,2
ВК <sub>2</sub>	1,8	1	4	25,4	81,6	25,8
ЮК <sub>0</sub> –ЮК <sub>0</sub> <sup>1</sup>	–	–	–	–	–	–
ЮК <sub>1</sub>	–	–	–	–	–	–
ЮК <sub>2-3</sub>	11,2	4	40	14	111,7	14,0
ЮК <sub>4</sub>	11,6	2	47	14,1	57,6	14,8
ЮК <sub>6</sub>	–	–	–	–	3,6	13,8
Базальный	0,6	1	4	14	54	15,5

Таблица 10 – Сравнение результатов определения проницаемости по керну и ГИС по продуктивным пластам ВК, ЮК и базальному пласту

Пласт	Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, пройденная с отбором керна	По керну			По ГИС	
		количество скважин	количество анализов	средневзвешенное значение $K_{гр}$ , мД	интерпретация нефтенасыщенной толщины, м	средневзвешенное значение $K_{гр}$ , мД
ВК <sub>1</sub>	34	9	99	41,3	472,9	37,7
ВК <sub>2</sub>	1,8	1	4	44,2	81,6	45,5
ЮК <sub>0</sub> –ЮК <sub>0</sub> <sup>1</sup>	11,2	3	17	0,57	111,7	1,04
ЮК <sub>1</sub>	11,6	2	20	1,2	57,6	1,86
ЮК <sub>2-3</sub>	–	–	–	–	3,6	2,98
ЮК <sub>4</sub>	0,6	1	2	0,12	54,0	2,4
ЮК <sub>6</sub>	34	9	99	41,3	472,9	37,7
Базальный	1,8	1	4	44,2	81,6	45,5

## Литература

1. Бриллиант Л.С. [и др.]. Технологическая схема разработки северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского 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 Красноленинского месторождения. – Тюмень : ООО «Газпром-нефть-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 Красноленинского 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 Красноленинского месторождения. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc69a4c53a88421216c27\\_0.html](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://vs.n.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 Красноленинского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 60–72.
17. Батыров М.И., Савенок О.В., Анискин В.В. Геологические основы для проведения анализа разработки северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 73–93.
18. 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.
19. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
20. 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.
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. [et al.]. Technological scheme for the development of the north-western part of Palya-Novskaya area of the Krasnoleninskoye deposit: contract № 273 dated 26.06.2006. – Tyumen : ZAO «TING», 2006. – 469 c.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface Overhaul of Oil and Gas Wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiyчук R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Izotov A.A. [et al.]. Addendum to the Technological Scheme for Development of the North-Western part of Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field. – Tyumen : Gazpromneft-Khantos LLC, 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 Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 c.
8. Novgorodov V.V. Analysis of development of the north-western part of Palyanovskaya area of the Kraso-Noleninskoye deposit. – 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 training manual. – Krasnodar : FGBOU VO «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 the Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye deposit. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc69a4c53a88421216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc69a4c53a88421216c27_0.html).
15. Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of the reasons of the wellbore zone colmatation at primary opening // Bulletin of student science of the information systems and programming department. – 2018. – № 02. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2018/02/23.PDF>
16. Batyrov M.I., Shiyan S.I. Pointervalnaya evaluation of cementing quality of casing coils in wells and sidetracks within the Stone Area of Krasnoleninskoye oil field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 60–72.
17. Batyrov M.I., Savenok O.V., Aniskin V.V.. Geological Basis for Analysis of Development of North-Western Part of Palyanovskaya Square of Krasnoleninskoye Deposit // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2020. – № 2. – P. 73–93.
18. Berezovsky D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of establishment of conditions of occurrence of the factors of prebeach complications // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
19. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of physico-chemical models and methods of forecasting the state of the collector rocks // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
20. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of development of multilayer fields // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
21. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
22. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental studies of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // Gornyi Informational-Analytical Bulletin // Proc. of Intern. Separate article (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
23. Savenok O.V. Theoretical basics of oil and gas field development. Certificate of State Registration of a Database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of entry December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.

УДК 550.822.7+622.276

**ПРОВЕДЕНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ  
В СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПАЛЪЯНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ  
КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

◆◆◆◆

**CONDUCTING EXPLORATION WORKS  
ON THE NORTH-WEST PART OF THE PALYANOVSKAYA AREA  
OF THE KRASNOLENINSKOYE FIELD**

**Батыров Мухамед Измуудинович**  
Инженер-химик по буровым растворам,  
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»  
batyrov\_muhamed@mail.ru

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

**Аннотация.** В статье показано, что объектом разведки является продуктивный пласт юрских отложений ЮК<sub>2-3</sub>. Представлено обоснование бурения, конструкции скважины, комплекса ГИС и лабораторных исследований керна разведочной скважины № 2280Р. Проектом предусмотрено бурение разведочной скважины проектной глубиной 2567 м (ожидаемый прирост геологических запасов по категории С<sub>1</sub> составит 675 тыс. тонн, извлекаемых – 176 тыс. тонн) и проведение полного комплекса геолого-геофизических исследований, сплошного отбора керна в интервале 2397–2432 м, а также осуществление комплекса лабораторных исследований.

**Ключевые слова:** анализ выполненных геолого-геофизических исследований; выбор методики проведения разведочных работ; геолого-геофизические исследования в скважинах; геологические условия бурения; проектирование конструкции скважин; обоснование способа и режимов бурения; обоснование типа буровой установки.

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

**Savenok Olga Vadimovna**  
Doctor of technical sciences,  
Professor of the department  
of development and operation  
of oil and gas fields  
and underground hydromechanics,  
Ukhta state technical university

**Annotation.** The article shows that the target of exploration is the productive layer of the Jurassic deposits YuK<sub>2-3</sub>. The substantiation of drilling, well design, well logging complex and laboratory studies of the core of exploration well № 2280R is presented. The project provides for the drilling of an exploration well with a design depth of 2567 m (the expected increase in geological reserves in category C<sub>1</sub> will be 675 thousand tons, recoverable – 176 thousand tons) and a full range of geological and geophysical studies, continuous coring in the interval of 2397–2432 m, and also the implementation of a complex of laboratory studies.

**Keywords:** analysis of the performed geological and geophysical studies; selection of methods for conducting exploration work; geological and geophysical surveys in wells; geological drilling conditions; well design; substantiation of the method and modes of drilling; rig type justification.

## **А** анализ выполненных геолого-геофизических исследований

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 район описываемого участка. Проводимые исследования перечислены в таблице 1.

Поисково-разведочные работы на Пальяновской площади начаты в 1971 году.

Промышленно-нефтеносными на участке проектных работ считаются объекты ВК (пласты ВК<sub>1</sub> и ВК<sub>2</sub>) и ЮК (пласты ЮК<sub>0</sub>, ЮК<sub>1</sub>, ЮК<sub>2-3</sub>, ЮК<sub>4</sub>, ЮК<sub>5-6</sub> и ЮК<sub>7-9</sub>).

По состоянию на начало 2009 года 99 % текущей и около 70 % накопленной добычи нефти по месторождению обеспечивает объект ВК. Опираясь на это, можно сказать о том, что этот объект изучен наиболее полно по сравнению с объектом ЮК и в доразведке не нуждается.

Залежь пласта ЮК<sub>2-3</sub> имеет размеры 22,9×7,2 км и является самой крупной залежью объекта ЮК. В то же время пласт ЮК<sub>2-3</sub> изучен наиболее слабо (вскрыт в 10 скважинах) и рекомендуется к доизучению.

Участок бурения планируется заложением разведочной скважины в северной части восточного крыла Пальяновского поднятия. Соседние скважины №№ 44Р и 432Р дали приток нефти. Пласт ЮК<sub>2-3</sub> в этих скважинах характеризуется как чисто нефтенасыщенный, ВНК отсутствует.

Таким образом, объектом даразведки проектной скважины выбирается пласт ЮК<sub>2-3</sub>.

В соответствии с геологическим заданием на проектом участке Пальяновской площади планируется бурение одной разведочной скважины с отбором керн в пласте ЮК<sub>2-3</sub> с целью доизучения его нефтеносности. Проектом также предусматривается перевод категории запасов С<sub>2</sub> в С<sub>1</sub>. Будет проведено доизучение других продуктивных пластов, а именно ЮК<sub>0</sub>, ЮК<sub>1</sub>, ЮК<sub>4</sub>, ЮК<sub>5-6</sub> и ЮК<sub>7-9</sub> путём проведения в них ГИС.

Все виды работ по разведочному бурению скважины № 2280Р, а также работы по отбору керн и геофизических исследований в скважине приведены в таблице 2.

### **Выбор методики проведения разведочных работ**

Основными продуктивными объектами на Пальяновской площади являются отложения викуловской свиты (ВК<sub>1</sub>, ВК<sub>2</sub>), отложения тутлеймской (ЮК<sub>0</sub>–ЮК<sub>0</sub><sup>1</sup>), аба-лакской (ЮК<sub>1</sub>), тюменской свиты (ЮК<sub>2-3</sub>, ЮК<sub>4</sub>, ЮК<sub>6</sub>) и базального пласта.

Основным объектом проекта является пласт ЮК<sub>2-3</sub>, который приурочен к отложениям тюменской свиты. Абсолютная отметка кровли пласта – 2355 м, подошвы – 2390 м. Глубина залегания кровли пласта 2397 м, кровли 2432 м, таким образом, мощность исследуемого пласта составляет 35 м.

Пласт ЮК<sub>2-3</sub> сложен терригенными песчано-алевритовыми отложениями и аргиллитами. В пласте выявлена одна крупная литологически и стратиграфически экранированная залежь. Размеры залежи составляют 22,9×7,2 км, высота около 170 м. ВНК в пределах залежи не выделялся по причине отсутствия водоносных пропластков во вскрытых скважинах на территории лицензионного участка.

Участок бурения планируется заложением в северо-западной части западного крыла Пальяновской складки. Проектная глубина бурения скважины 2567 м.

В процессе строительства проектной скважины должен выполняться в максимальном объёме следующий типовой комплекс работ:

- геофизические исследования скважин;
- отбор и анализ глубинных и поверхностных проб нефти, газа и пластовой воды;
- отбор керн в объёмах предусмотренных проектом;
- лабораторные исследования кернового материала.

Одной из важнейших задач поисково-разведочного бурения, наряду с выявлением залежей нефти, является изучение коллекторских свойств пород, трещиноватости, выявление прямых признаков нефтеносности. Основным методом получения этих сведений является отбор керн.

При бурении разведочной скважины № 2280Р необходимо отобрать керн из пласта ЮК<sub>2-3</sub>.

Интервал 2397–2432 м необходимо бурить со сплошным отбором керн. Линейный вынос керн должен составлять не менее 90 %.

В запроектированных интервалах отбора керн в проектной скважине № 2280Р по трудности отбора керн породы относится ко II категории.

Примерный план отбора керн по проектной скважине № 2280Р приведён в таблице 3.

Таблица 1 – Сведения об объемах и результатах геолого-геофизических работ в пределах Пальяновской площади и прилегающих площадей

№№ п/п	Год проведения работ, наименование выполнившей их организации	Метод исследования, масштаб	Полученные результаты
1	1955 год Обская аэрологическая экспедиция	Геолого-геоморфологическая съёмка масштаб 1:1000000	Составлена геологическая карта, изучены основные закономерности строения четвертичных отложений и геоморфология района
2	1953–1957 гг. Новосибирская аэромагнитная экспедиция	Аэромагнитная съёмка масштаб 1:1000000, 1:500000 Гравиметрическая съёмка масштаб 1:1000000	Результаты работ этих съёмок легли в основу схем геотектонического районирования фундамента и платформенного чехла
3	1957–1959 гг. Ханты-Мансийская нефтеразведочная экспедиция	Региональная сейсмозаведка МОВ Электроразведочные работы	По результатам выделен Красноленинский свод
4	1959–64 гг. Ханты-Мансийская нефтеразведочная экспедиция	Площадная сейсмозаведка МОВ	Построены структурные карты по опорным горизонтам А, Б, М, Г, выявлены Каменное, Ай-Торское, Лорбинское, Ем-Еговское, Кальмановское, Елизаровское, Ингинское, Пальяновское локальные поднятия
5	С/п 1976-81 Тюменской комплексной геологоразведочной экспедиции	Сейсмозаведка МОВ ОГТ масштаб 1:50000	Уточнено геологическое строение восточной части Красноленинского месторождения. Построены структурные карты по горизонтам: А, Б, М, Г и соответствующие карты изохрон
6	1985–1989 гг. Туринская тематическая экспедиция	Переобработка сейсмических материалов	Уточнён структурный план восточной части Красноленинского свода по отражающим горизонтам А, Т <sub>2</sub> , Т, Б и М
7	1992 год Бембель Р.М.	Переобработка сейсмических материалов по специальной методике	Построена структурная карта по отражающему горизонту Т, детализировано строение пород-коллекторов базального горизонта
8	1998 год ОАО «Хантымансийскгеофизика»	Сейсмозаведочные работы методом 3D	Выполнены сейсмические поверхности с разломами
9	2002 год Южный филиал ОАО «Хантымансийскгеофизика», центр по анализу геологической и геофизической информации (ЦАГПИ), г. Тюмень	Обработка полевых материалов 3D сейсмозаведки	В интервале домеловых отложений по временному кубу 3D прокоррелированы 6 основных сейсмических горизонтов, приуроченных к стратиграфическим границам кровле отложений тулейской, абалакской, тюменской свит, базальной пачки, коры выветривания и неизменённого палеозоя, произведено трассирование разломов



Таблица 2 – Сводный перечень проектируемых работ

Виды, методы, способы, масштабы работ, условия производства (категория сложности, сечение выработки, интервалы бурения, категория пород и т.д.)	Номер нормы времени (выработки) по ССН-93	Единица работ	Проектируемый объём
1	2	3	4
Бескерновое бурение			
Диаметр 397,7 мм Интервалы: 0–70	208	м	70
Диаметр 269,9 мм Интервалы: 70–670	184	м	600
Диаметр 155,6 мм Интервалы: 670–2397 2432–2567	160 160	м м	1727 135
Всего:			2532
Колонковое бурение			
Диаметр 151 мм Интервалы: 2397–2432	72	м	35
Всего:			35
Люминесцентно-битуминологический анализ			
Определение битуминозной текстуры под люминескопом в ультрафиолетовых лучах	2159	образец	105
Минералогический анализ			
Минералогический анализ цементированных горных пород с подсчётом группы минералов до 5	1758	образец	105
Определение пористости пород			
Определение открытой пористости цементированных пород методом насыщения жидкостью	2284	образец	105
Определение коэффициента открытой пористости цементированных пород газоломометрическим методом	2286	образец	105
Определение эффективной пористости в цементированных породах	2288	образец	105
Определение плотности пористого образца горной породы	2291	образец	105
Определение проницаемости пород			
Определение абсолютной газопроницаемости пород методом линейной фильтрации	2305	образец	105

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Определение фазовой проницаемости пород для воды и нефти	2313	образец	105
Определение водонасыщенности			
Определение остаточной водонасыщенности методом капиллярметрии	2316	образец	105
Определение физических констант			
Определение карбонатности горных пород гравитационным (весовым) методом	2321	образец	105
Определение гранулометрического состава рыхлых и сцементированных горных пород гидравлическим комбинированным методом при числе выделяемых фракций до 6	2322	образец	105
Определение удельного электрического сопротивления горных пород на установках двух и четырёх электродных схемах	2326	образец	105
Определение коэффициента вытеснения нефти в образцах с проницаемостью МД свыше 100	2327	образец	105
Определение остаточной водонефтенасыщенности горных пород прямым экстракционно-дистилляционным методом в образцах слабой и средней нефтенасыщенности измерением объема воды в аппаратах Закса (диаметр входного отверстия до 100 мм), а нефти по потере массы в аппаратах Сохслета (диаметр входного отверстия до 100 мм)	2333	образец	105
Обработка результатов анализа			
Проверка (контроль) результатов анализов и сведения их в таблицы установленной формы	2337	таблица	1
Обработка таблицы с результатами анализов, составление краткого заключения и выдача результатов	2338	заключение	1
Выполнение вспомогательных работ			
Высверливание отверстий в цилиндрах (в образцах для определения коэффициента абсолютной газопроницаемости)	2344	проба	105
Изготовление (выбуривание и выпачивание) цилиндров и кубиков механическим способом из образцов горных пород	2352	цилиндр	105
Обтачивание образцов для определения открытой пористости, остаточной водонасыщенности для образцов пород любой крепости	2353	образец	105
Геофизические исследования в скважине			
Стандартный каротаж	9	М	2567
БКЗ	9	М	225
Кавернометрия	9	М	2567
Индукционный каротаж	9	М	2567
Резистивиметрия	9	М	2567
Гамма каротаж	9	М	225

Окончание таблицы 2

Нейтронный картотаж	9	М	225
Инклинометрия	9	М	2567
Итого			
Бурение		М	2567
Лабораторные исследования		образец	105
Геофизические исследования		М	2567

**Таблица 3** – Проектируемый отбор керна по скважине № 2280Р

Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора
2397–2432	35	юрские отложения	II

Для полного и всестороннего изучения геологического строения и нефтеносности отложений необходимо провести лабораторные исследования кернового материала и пластовых флюидов. Для получения максимально полной информации рекомендуется образцы пород отбирать в соотношении 3 образца на 1 метр мощности поднятого керна ( $35 \cdot 3 = 105$ ), таким образом, образцов керна для лабораторных исследований необходимо в количестве 105 шт.

Виды и объёмы лабораторных исследований кернового материала и флюидов по проектируемой скважине приведены в таблице 4.

**Таблица 4** – Ориентировочные объёмы лабораторных исследований в скважине № 2280Р

№№ п/п	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Кол-во образцов, проб
1	Определение физических свойств (пористости, проницаемости, остаточной водонефтенасыщенности, карбонатности, водоудерживающей способности, смачиваемость, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения.)	образец	105
2	Минералогический анализ	образец	105
3	Люминесцентно-битуминологический анализ	образец	105

### **Геолого-геофизические исследования в скважинах**

В скважине планируется провести геофизические исследования, которые подразделяются на общие и детальные. Общие исследования выполнялись по всему разрезу скважин в масштабе 1:500, детальные – в продуктивных интервалах разреза в масштабе 1:200.

В интервале 0–670 м проводятся такие исследования как КС, ПС, КВ, Инкл, БКЗ.

В интервале 670–2567 м – КС, ПС, КВ, Инкл, БКЗ.

В интервалах с продуктивными пластами 2342–2567 м проводятся ГК, НК.

В интервалах 0–670 проводят АКЦ, 670–2567 метров проводятся АКЦ и ГТИ.

Стандартный каротаж проводится в скважинах в масштабе 1:500 тремя зондами:

1) подошвенным градиент-зондом А2.0М0.5N;

2) кровельным градиент-зондом N0.5M2.0A;

3) потенциал-зондом N6.0M0.5A с одновременной записью кривой ПС, кавернометрии и индукционного каротажа.

Основной масштаб записи КС – 2,5 Ом · м/см, ПС – 12,5 мВ/см, кривой кавернометрии – 2 см/см, ИК – 10 мСим/см. Кривые зондирования и ПС регистрируются аппаратурой Э-1 и АБКТ в интервале скоростей 2000–3000 м/час; кривые кавернометрии записываются аппаратурой СКП со скоростью от 1500 до 2500 м/ч; кривые ИК записываются аппаратурой АИК-М, АИК-5 со скоростью 2000–2500 м/ч.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проводится подошвенными градиент зондами размерами АО = 0,45 м, 1,05 м, 2,25 м, 4,25 м, 8,5 м и кровельным зондом с АО = 2,25 м. Кровельный градиент-зонд в подавляющем большинстве записывается в масштабе глубин 1:500, основные зонды БКЗ записывается в масштабе 1:200. В качестве регистрирующей используется аппаратура АБКТ, ЭК-1. В интервале БКЗ записывается диаграмма ПС. Основной масштаб записи диаграмм КС – 2,5 Ом · м/см, масштаб записи ПС – 12,5 мВ/см. Скорость записи составляет 2000–3000 м/ч.

Кавернометрия (КВ) проводится всему стволу скважины. Используемая аппаратура: МБКУ, АГАТ-М, ЭК-1. Скорость записи 1000 м/ч. Кривые регистрируются в масштабе 2 см/см.

Резистивиметрия проводится в интервале БКЗ в масштабе 1:200 с целью определения удельного сопротивления глинистого раствора. Запись осуществляется аппаратурой АБКТ, К-3, ЭК-1, КСП-2. Масштаб записи 0,5 Ом · м/см, скорость регистрации 2000–3000 м/час.

Радиоактивный каротаж (ГК, НК) проводится в масштабе 1:500 со скоростью 500–600 м/час только по продуктивным пластам. Использовалась аппаратура ДРСТ-3. Размер зондов НКТ – 50 см.

В качестве индикатора в канале ГК применяются кристаллы NaJ(Tl) (размером 40×40 и 40×80), для канала НКТ-50 – кристаллы ЛДНМ (размером 30×60); источник нейтронов плутониево-бериллиевый (Pu-Be), мощностью более  $9 \cdot 10^6$  нейтрон в секунду. Скорость регистрации при постоянной времени интегрирующей ячейки – 6 секунд от 220 до 500 м/час. Масштаб записи кривых ГК – 1 мкР/час на 1 см, кривых НКТ – 0,2–0,5 усл. ед. на 1 см.

Инклинометрия проводится по всему стволу с интервалом 25 м приборами КИТ, ИГН.

Акустический контроль цементирования проводится с целью определения качества цементного кольца за обсадной колонной. Регистрация параметров Ак, Ап, Тп осуществляется аппаратурой АКЦ-4. Масштаб записи Ак, Ар – 2–3 мкА/см, Тр – 50 мкс/см. Скорость записи 1200–1500 м/час.

В целом необходимо отметить, что комплекс ГИС позволяет с необходимой точностью выделять эффективные толщины, определять характер их насыщения, оценивать коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности коллекторов.

### Подсчёт запасов

Впервые подсчёт запасов нефти и растворённого газа выполнен в 1986 году (протокол ГКЗ № 10101) по викуловскому горизонту Ем-Ёговской и Пальяновской площадей. В пределах Пальяновской площади запасы нефти в пласте ВК<sub>1</sub> утверждены по категории С<sub>2</sub> в количестве 100293 тыс. тонн.

Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Западно-Пальяновской площади в пределах лицензионного участка ОАО АНК «Юганефть» утверждён протоколом № 10 от 17-20.10.1995 г. Утверждены запасы продуктивных пластов ВК<sub>1</sub>, ВК<sub>2</sub>, ЮК<sub>0</sub><sup>1</sup>, ЮК<sub>2-3</sub>, ЮК<sub>4</sub> и базального горизонта. По состоянию изученности на 01.12.1995 г. оперативно подсчитаны запасы нефти продуктивного пласта ЮК<sub>1</sub>, а в 2007 году на баланс поставлены запасы нефти и растворённого газа продуктивного пласта ЮК<sub>6</sub>.

В 2004 году тематической партией ГеоНАЦ ОАО «Сибнефть – Ноябрьскнефтегаз» выполнена переоценка запасов нефти продуктивного пласта ЮК<sub>2-3</sub>. По материалам скважины № 1022Р, пробуренной в 2002 году, часть запасов нефти переведена из категории С<sub>2</sub> в категорию С<sub>1</sub>.

Последний пересчёт в 2008 году «Переоценка геологических запасов нефти и растворённого газа северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения» (ЗАО «ТИНГ») на основе проведённой трёхмерной сейсморазведки, бурения новых скважин и переинтерпретации имеющегося каротажного материала уточнил запасы Пальяновского лицензионного участка в сторону уменьшения посчитанных ранее запасов по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. Однако необходимость в выделении категории С<sub>2</sub> по отложениям тутлеймской и абалакской свит по аналогии с соседним Ем-Ёговским участком привела к значительному приросту запасов по непромышленной категории.

Балансовые / извлекаемые запасы нефти по месторождению составили:

- по категории В + С<sub>1</sub> – 58579 / 16116 тыс. тонн;
- по категории С<sub>2</sub> – 103383 / 23841 тыс. тонн.

В таблице 5 представлено распределение запасов нефти категории В + С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> по месторождению.

Подсчёт запасов по категории С<sub>1</sub> разведочной скважины № 2280Р приведён в таблице 6.

Таблица 5 – Распределение по категориям запасов нефти Пальяновского участка

Объект	Категория	Начальные геологические запасы, тыс. тонн	Извлекаемые запасы, тыс. тонн	КИН
ВК <sub>1-2</sub>	В + С <sub>1</sub>	44931	12402	0,276
	С <sub>2</sub>	2472	682	0,276
ЮК <sub>0</sub> <sup>1</sup>	С <sub>1</sub>	5441	1545	0,284
	С <sub>2</sub>	34887	5832	0,167
ЮК <sub>2-6</sub>	С <sub>1</sub>	6176	1611	0,261
	С <sub>2</sub>	59252	15465	0,261
Базальный горизонт	С <sub>1</sub>	2031	558	0,275
	С <sub>2</sub>	6772	1862	0,275

Таблица 6 – Подсчёт запасов по категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> разведочной скважины № 2280Р

Категория	С1
Пласт	ЮК <sub>2-3</sub>
Параметры, принятые при подсчёте:	
площадь нефтеносности F, тыс. м <sup>2</sup>	490
средневзвешенная нефтенасыщенная толщина h <sub>н</sub> , м	8
объём нефтенасыщенных пород, м <sup>3</sup>	3822
коэффициент открытой пористости $k_n^{отк}$ , доли ед.	0,14
коэффициент нефтенасыщенности k <sub>н</sub> , доли ед.	0,52
пересчётный коэффициент θ, доли ед.	0,72
плотность нефти ρ <sub>н</sub> , кг /м <sup>3</sup>	0,816
Запасы:	
начальные балансовые запасы нефти, тыс. тонн	675
КИН, доли ед.	0,261
начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	176

Ожидаемый прирост балансовых запасов за счёт проведённых геологоразведочных работ на Пальяновской площади по данному проекту доразведки юрского комплекса (J<sub>2</sub>) составляет 675 тыс. тонн категории С<sub>1</sub>.

Подсчёт запасов нефти проведён объёмным методом. Этот метод является основным и основан на определении массы нефти, приведённой к стандартным условиям, в насыщенных ими объёмах пустотного пространства пород-коллекторов, слагающих залежи нефти или их части. Он применим для подсчёта запасов нефти при любом режиме работы залежи в контуре любой категории запасов. Если внутри продуктивного пласта (горизонта) выделено два или более проницаемых пропластков (пластов), отличающихся друг от друга коллекторскими свойствами, то запасы подсчитываются по каждому из них в отдельности. Если в пределах залежи выделяется несколько категорий запасов, то запасы подсчитываются по каждой категории в отдельности. Запасы залежи в целом определяются суммированием запасов отдельных категорий.

Для подсчёта запасов нефти использовали следующие формулы:

$$Q_{бал} = F \cdot h_n \cdot k_n^{отк} \cdot k_n \cdot \theta \cdot \rho_n;$$

$$Q_{извл}^{нач} = Q_{бал}^{нач} \cdot \eta;$$

$$\theta = \frac{1}{b},$$

где  $Q_{бал}^{нач}$  – начальные балансовые запасы нефти, тыс. тонн; F – площадь нефтеносности, тыс. м<sup>2</sup>; h<sub>н</sub> – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м;  $k_n^{отк}$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.; k<sub>н</sub> – коэффициент нефтенасыщенно-

сти, доли ед.;  $\Theta$  – пересчётный коэффициент, доли ед.;  $\rho_n$  – плотность нефти в поверхностных условиях, доли ед.;  $Q_{извл}^{нач}$  – начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн;  $\eta$  – коэффициент нефтеотдачи, доли ед.;  $b$  – объёмный коэффициент пластовой нефти, доли ед.

Подсчёт запасов проведён по категориям  $C_1$  по пласту ЮК<sub>2-3</sub> юрского комплекса ( $J_2$ ) в северо-западной части площади, где предусматривается проектом доразведки бурение разведочной скважины № 2280Р.

Площадь для расчёта запасов категории  $C_1$  определена по квадрату месторасположения проектной скважины 700х700 м и составляет 490 тыс. м<sup>2</sup>.

Данные для подсчёта запасов пласта ЮК<sub>2-3</sub> ( $h_n$  – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м;  $k_n^{отк}$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;  $k_n$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;  $\Theta$  – пересчётный коэффициент, доли ед.  $\left(\theta = \frac{1}{b}\right)$ ;

$\rho_n$  – плотность нефти в поверхностных условиях, доли ед.;  $\eta$  – коэффициент нефтеотдачи, доли ед.;  $b$  – объёмный коэффициент пластовой нефти, доли ед.) использованы по аналогии с соседними разведанными скважинами участка проектных работ.

Ожидаемый прирост балансовых запасов нефти по категории  $C_1$  составит 675 тыс. тонн, извлекаемы запасов по категории  $C_1$  составит 176 тыс. тонн.

### Геологические условия бурения

Геологический разрез района проектируемых работ представлен преимущественно неравномерным чередованием глин, песчаников, алевролитов и аргиллитов, неоднородных по своим физико-механическим свойствам по глубине. Также породы слагающие разрез имеют различную степень устойчивости, трещиноватости и твёрдости.

Геологические условия бурения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Геологические условия бурения

№№ п/п	Интервал глубины, м	Описание пород	Возможные осложнения
1	0–70	супеси, пески с прослоями глин серых, бурых, песчанистых, иногда с включениями вивианита	обвалы и осыпи стенок скважины
2	70–670	глины и пески, прослой опок	обвалы и осыпи стенок скважины, в глинистых отложениях возможно прилипание и посадка бурильного инструмента
3	670–1190	переслаивание алевролитов и глин, прослоями опок и иногда песков	прилипание и посадка бурильного инструмента и поглощения бурового раствора
4	1190–2342	переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов и глин, встречаются прослой известняков	поглощения промывочной жидкости, прихваты бурового инструмента, а также нефтепроявления
5	2342–2567	песчаники, алевролиты, глины и аргиллиты	прихваты бурового инструмента, нефтепроявления

Основным средством для предотвращения осложнений в процессе бурения скважины является применение качественных промывочных жидкостей, а также крепление стенок скважины обсадными трубами.

### Проектирование конструкции скважин

Конструкция скважин должна обеспечивать:

- предотвращение осложнений в процессе бурения;
- доведение скважины до проектной глубины;
- минимум затрат на строительство скважин;
- выполнение всех требований охраны недр и окружающей среды во время бурения и эксплуатации.

С учётом геолого-физических характеристик залегаемых пород и условий вскрытия продуктивных пластов рекомендуется следующая конструкция вертикальной скважины.

1. Направление диаметром  $d = 324$  мм спускается на глубину 70 м для перекрытия неустойчивых четвертичных пород и пород журавской свиты, предания скважине устойчивого вертикального направления. Трубы отечественного производства типа ОТТМ. Башмак устанавливается в алевритах. Цементирование направления осуществляется до устья с использованием цемента ПЦТ-Д20-50.

2. Кондуктор диаметром  $d = 245$  мм спускается на глубину 670 м с целью изоляции водоносных горизонтов от ниже залегающих минерализованных пластов, перекрытия и крепления слабоустойчивых пород. Кондуктор изготавливается из обсадных труб с треугольной резьбой типа ОТТМ. Башмак устанавливается в плотные и устойчивые глины талицкой свиты. Цемент – до устья. Марка цемента – ПЦТ-Д20-50.

3. Эксплуатационная колонна диаметром  $d = 140$  мм спускается до проектной глубины, т.е. до 2567 м, с целью крепления и разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, изоляции продуктивных пластов от бурового раствора повышенной плотности при бурении нижних интервалов, для предотвращения поглощения бурового раствора в интервалах продуктивных пластов. Цементирование колонны производится до устья. Марка цемента – ПЦТ-Д20-50.

Перечисленная конструкция дает возможность по снижению аварийности в результате бурения скважины.

Тип резьбового соединения обсадных труб, герметизирующие средства должны соответствовать:

- виду флюида, находящегося в колонне;
- максимальному внутреннему избыточному давлению;
- максимальной температуре, под воздействием которой находится колонна в процессе строительства и эксплуатации скважины.

Цементное кольцо в заколонном пространстве должно быть сплошным (по всему периметру), не иметь каналов и «карманов». Буровой раствор и рыхлая часть глинистой корки должны быть полностью удалены – это основные требования, выполнение которых при традиционной технологии достигается путём:

- центрирования обсадной колонны;
- прокачивания буферной жидкости;
- использования седиментационно-устойчивого тампонажного раствора.

Рекомендуется устанавливать центраторы через 10 м (на каждой трубе) в интервалах всех продуктивных горизонтов. Минимальное количество центраторов на один объект – четыре (два – выше кровли, два – ниже подошвы). Если толщина продуктивного горизонта превышает 10 м, центраторы дополнительно устанавливаются в интервале этого пласта также через 10 м. Наиболее эффективно центрируют колонну жесткие центраторы (ЦТЖ, ЦГМС, ЦПС, ЖЦБ), они должны устанавливаться в стволе с номинальным размером.

Применение центраторов позволяет получить равномерный зазор между обсадной трубой и стенками скважины, что исключает возможность контакта между ними и возможность обеспечить полную изоляцию цементным раствором.

Перед спуском колонн необходимо произвести подготовку ствола скважины. Запрещается приступать к спуску обсадных труб в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора, флюидопроявлениями, осыпями и обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны до ликвидации этих осложнений.

Спуск обсадной колонны начинается только после проведения полного комплекса подготовительных работ и проверки исправности бурового оборудования при наличии на буровой утвержденного и доведенного до сведения каждого исполнителя плана работ.

### **Обоснование способа и режимов бурения**

Основные требования к организации и производству буровых работ – это безаварийная проводка ствола скважины, снижение себестоимости метра проходки и ми-



нимально возможное техногенное воздействие на окружающую природную среду, недра и подземные воды при обеспечении запланированных объемов бурения.

Проектные интервалы бурения:

- интервал 0–70 метров: бурение под направление диаметром 324 мм (бескерновое бурение сплошным забоем, используемое долото III 393,7 М-ЦГВ-С51 типа М с наружным диаметром 393,7 мм);
- интервал 70–670 метров: бурение под кондуктор диаметром 245 мм (бескерновое бурение сплошным забоем, используемое долото 269,9 СТ-ГН-R07 типа С с наружным диаметром 269,9 мм);
- интервал 670–2397 метров: бурение под эксплуатационную колонну диаметром 140 мм (бескерновое бурение сплошным забоем, используемое долото 155,6 СЗ-ГАУ-R238 типа С, с наружным диаметром 155,6 мм);
- интервал 2397-2432 метров: колонковое бурение с отбором керна твердосплавной коронкой К155,6/67М (с наружным диаметром 155,6 мм), керноприёмник УКР-122/67 (Тенгиз).
- интервал 2432–2567 метров: бескерновое бурение сплошным забоем долото 155,6 СЗ-ГАУ-R238 типа С (с наружным диаметром 155,6 мм).

В качестве породоразрушающего инструмента необходимо использовать шарошечные долота двух типов М и С, а также твердосплавную коронку К155,6/67М. Данные типы долот и коронок позволяют проходить имеющиеся в разрезе мягкие и средние породы I–IV категорий, а также твёрдые породы V–VI категорий по буримости.

Долото типа М:

- наружный диаметр 393,7 мм;
- наружный диаметр корпуса 390 мм;
- допустимая нагрузка составляет 470 кН;
- допустимая частота вращения 200 об./мин.

Долото типа С:

- наружный диаметр 244 мм;
- наружный диаметр корпуса 240 мм;
- допустимая нагрузка составляет 400 кН;
- допустимая частота вращения 150–180 об./мин.

Долото типа С:

- наружный диаметр 155,6 мм;
- наружный диаметр 152 мм;
- допустимая нагрузка 360 кН;
- допустимая частота вращения 160 об./мин.

Твердосплавная коронка К155,6/67М:

- наружный диаметр 155,6 мм;
- наружный диаметр корпуса 150 мм;
- число шламовых пазов – 6;
- нагрузка на бурголовку – 2–12 тонн;
- допустимая частота вращения 60–120 об./мин.;
- удельный расход жидкости на 1 см диаметра коронки – 12–16 л/мин.

В процессе отбора керна используется керноприёмник УКР-122/67 (Тенгиз):

- наружный диаметр корпуса – 122 мм;
- диаметр керна – 67 мм;
- количество секций – 2 шт.;
- длина керноприёмника – 6150 мм;
- масса – 400 кг.

Типы и параметры буровых растворов должны обеспечивать качественную проводку и устойчивость ствола скважины, а также в максимальной степени сохранять коллекторские свойства продуктивных пластов.

Пластовые давления на месторождении позволяют использовать буровые растворы с низкой плотностью. Рекомендуются использовать промывочные жидкости на глинистой основе.

Промывочные жидкости предназначены для выполнения следующих основных технологических функций:

- удаления бурового шлама с забоя при бурении и вынос его восходящим потоком по стволу скважины на поверхность;
- охлаждения породоразрушающего инструмента при бурении;
- сохранения и повышения устойчивости стенок скважины в горных породах, склонных к нарушению их сплошности;
- уменьшения трения элементов породоразрушающего инструмента и бурильной колонны о горную породу;
- удерживания во взвешенном состоянии частиц бурового шлама и утяжелителя при внезапном прекращении циркуляции по стволу скважины.

При бурении пород в интервале глубин от 0 до 670 м необходимо использовать силикатный глинистый раствор, так как породы в данном интервале низко- и среднеустойчивые (преимущественно глины). Основные свойства силикатного глинистого раствора:

- плотность  $\rho = 1,08-1,20$  г/см<sup>3</sup>;
- водоотдача  $B = 6-10$  см<sup>3</sup>/30 мин.;
- вязкость  $T = 20-30$  с;
- рН = 8–9.

Состав: нормальный глинистый раствор +1,5–5,0 % ингибитора жидкого стекла +0,5–1 % стабилизатора карбоксиметилцеллюлозы (КЦМ) +3–5 % понизителя вязкости жидкого углещелочного раствора (УЩР).

При бурении интервала от 670 до 2567 м применяется нормальный глинистый раствор. Основные свойства:

- плотность  $\rho = 0,7-1,13$  г/см<sup>3</sup>;
- $B = 20-30$  см<sup>3</sup>/30 мин.;
- $T = 16-20$  с.

Состав: 8–22 % качественной глины + вода.

Исходя из представленного разреза, целесообразно использовать роторный способ бурения шарошечными долотами.

Проектом предусмотрено использование ротора типа Р-700 со следующими техническими характеристиками:

- диаметр отверстия в столе ротора – 700 мм;
- допустимая статическая нагрузка на столе ротора – 500 кН;
- статический крутящий момент – 120 кН · м;
- частота вращения стола ротора – не более 350 об./мин.;
- масса – 7 тонн.

В геологоразведочном бурении по различным горным породам эффективность разрушения пород обусловлено, прежде всего, высокими частотами вращения и удельными осевыми нагрузками на породоразрушающий инструмент. Исходя из этого, целесообразно выбрать стальные бурильные трубы. Они имеют гладкую наружную поверхность, что позволяет максимально приблизить их наружный диаметр к диаметру скважины, т.е. создать наиболее благоприятные условия для их работы на высоких частотах вращения и осевых нагрузках. Также они обладают высокой прочностью, удобством и быстротой свинчивания замковых резьб.

В процессе бурения необходимо использовать бурильные трубы типа СБТ.

СБТ ПН-102×8,4: наружный диаметр трубы – 102 мм, толщина стенки 8,4 мм, наружный диаметр замка – 152,4, группа прочности – Д, масса 1 м трубы 23,59 кг. Максимально допустимая растягивающая нагрузка составляет 930 кН. Наибольший крутящий момент, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, составляет 23,15 кН·м. Жёсткость трубы при изгибе равна 253,3 кН·м<sup>2</sup>, при сдвиге жёсткость составляет 277 кН·м<sup>2</sup>.

Длина трубы составляет 12 м. Так как масса 1 м = 23,59 кг, вычислим массу одной трубы:

$$m = 23,59 \cdot 12 = 283,1 \text{ кг.}$$

Использование труб данного размера необходимо на всю глубину скважины 2567 м. Вычислим количество необходимых труб:

$$2567 \text{ м} / 12 \text{ м} = 214.$$

Масса буровой колонны равна:

$$214 \cdot 283,1 = 60583,4 \text{ кг} = 605,83 \text{ кН}.$$

Свеча свинчивается из 2 труб длиной 12 м, её длина составит  $l_{\text{св}} = 24 \text{ м}$ .

### Обоснование типа буровой установки

Буровая установка выбирается исходя из глубины скважины. Так как проектная глубина скважины № 2280Р составляет 2567 м, то для бурения скважины следует выбрать буровую установку БУ 3200/200ЭУК-2М2. Данная буровая установка предназначена для кустового бурения скважин на нефть и газ с условной глубиной бурения 3200 м в районах с умеренным климатом при температурах от  $-45 \text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Оборудование состоит из следующих основных частей:

- лебёдка буровая ЛБУ22-720;
- насос буровой УНБТ-950А;
- ротор Р-700;
- кронблок УКБ-6-250;
- крюкоблок УТБК-5-225;
- вертлюг УВ-250МА;
- вышка ВМР-45х200У;

Общий вид буровой установки представлен на рисунке 1.

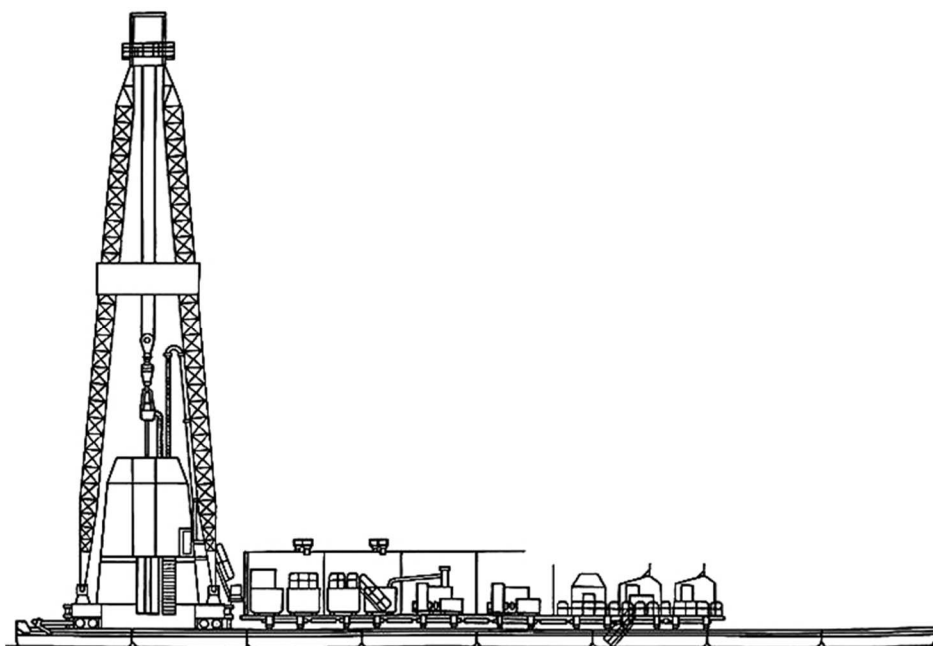


Рисунок 1 – Общий вид буровой установки БУ 3200/200ЭУК-2М2

В таблице 8 приведены основные технические данные буровой установки БУ 3200/200ЭУК-2М2.

Таблица 8 – Технические характеристики буровой установки БУ 3200/200ЭУК-2М2

Характеристика	Значение
1	2
БУ 3200/200ЭУК-2М <sup>2</sup>	
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны, м/с	0,2 ±0,05

Окончание таблицы 8

1	2
Условная глубина бурения (при массе буровой колонны 120 тонн), м	3200
Скорость подъёма элеватора (без нагрузки), м/с	не менее 1,5
Расчётная мощность на входном валу съёмного агрегата, кВт	670
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700
Расчётная мощность привода ротора, кВт	не более 370
Мощность бурового насоса, кВт	950
Вид привода	Э
Высота основания (отметка пола буровой), м	7,2 (6,0)
Просвет для установки стволовой части превенторов, м	5,7 (4,7)
<b>Ротор Р-700</b>	
Расчётная мощность привода ротора, кВт, не более	370
Проходной диаметр стола ротора, мм	700
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	500
Статический крутящий момент, кН·м	120
Частота вращения стола ротора, об./мин.	до 350
Масса ротора, кг	7000

**Конструктивные особенности и преимущества:**

- установка может бурить скважины на грунтах с низкой несущей способностью, при этом отпадает необходимость в укладке и нивелировании бетонных плит;
- сроки разбуривания куста сокращаются за счёт перемещения в пределах куста всего эшелона, включая вышечно-лебёдочный блок с комплектом бурильных труб, установленных на подсвечниках;
- центрирование и выравнивание вышечно-лебёдочного блока осуществляется в процессе бурения;
- оптимальный режим бурения выбирается за счёт 100 % регулируемого привода основных механизмов и применения регулятора подачи долота;
- оборудование и персонал размещаются в утеплённых укрытиях с обогревом;
- электропривод лебёдки обеспечивает торможение бурильных и обсадных колонн, механический дисковый тормоз работает только как стояночный и аварийный;
- система управления главными механизмами выполнена на базе микропроцессорных контроллеров, что повышает надёжность и снижает утомляемость бурильщика;
- транспортирование с куста на куст ведётся крупными блоками на тяжеловозах, мелкими блоками – на трейлерах и агрегатах – на транспорте общего назначения.

### **Литература**

1. Бриллиант Л.С. [и др.]. Технологическая схема разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотеннинского 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 Краснотеннинского месторождения. – Тюмень : ООО «Газпром-нефть-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](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. Батыров М.И., Савенок О.В., Анискин В.В. Геологические основы для проведения анализа разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 73–93.
18. 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.
19. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
20. 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.
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. Brilliant L.S. [et al.]. Technological scheme for the development of the north-western part of Palya-Novskaya area of the Krasnoleninskoye deposit: contract № 273 dated 26.06.2006. – Tyumen : ZAO «TING», 2006. – 469 p.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk 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 the Technological Scheme for Development of the North-Western part of Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field. – Tyumen : Gazpromneft-Khantos LLC, 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 Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.

8. Novgorodov V.V. Analysis of development of the north-western part of Palyanovskaya area of the Kraso-Noleninskoye deposit. – Tyumen, 2006. – 23 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
11. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
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 north-western part of Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye field. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc69a4c53a88421216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc69a4c53a88421216c27_0.html)
15. Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of the reasons of the wellbore zone colmatation at 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. Pointervalnaya evaluation of cementing quality of casing coils in wells and sidetracks within the Stone Area of Krasnoleninskoye oil field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 60–72.
17. Batyrov M.I., Savenok O.V., Aniskin V.V.. Geological Basis for Analysis of Development of North-Western Part of Palyanovskaya Square of Krasnoleninskoye Deposit // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2020. – № 2. – P. 73–93.
18. Berezovsky D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of establishment of conditions of occurrence of the factors of pre-beach complications // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
19. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of physico-chemical models and methods of forecasting the state of the collector rocks // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
20. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of development of multilayer deposits // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
21. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
22. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental studies of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // Gornyi Informational-Analytical Bulletin. Proc. of Intern. Separate article (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
23. Savenok O.V. Theoretical basics of oil and gas field development. Certificate of State Registration of a Database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of entry December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.

ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ГАЗА ПРИ ПЕРЕХОДЕ СКВАЖИНЫ  
В СТАДИЮ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА



ASSESSMENT OF GAS LOSSES DURING THE WELL TRANSITION  
IN THE STAGE OF OVERVIEW

**Гасумов Эльдар Рамизович**

кандидат экономических наук, доцент  
Азербайджанский государственный  
университет нефти и промышленности  
R.Gasumov@yandex.ru

**Gasumov Eldar Ramizovich**

Candidate of Science (Economics),  
Associate Professor  
Azerbaijan State University  
of Oil and Industry  
R.Gasumov@yandex.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены оценки потерь газа при переходе скважины из эксплуатации в стадию капитального ремонта. Изложены этапы возникновения потери газа до, в процессе и после проведения капитального ремонта скважин. Рассмотрены расчет потерь природного газа при освоении скважин после выхода из капитального ремонта, связанные с отработками скважин после проведения ремонтных работ и с проведением газогидродинамических исследований скважин до и после капитального ремонта скважин. Приведены значения равновесной температуры гидратообразования и постоянный коэффициент, зависящий от приведенной плотности газа при разных давлениях на входе в газосборную сеть.

**Annotation.** The article considers the estimates of gas losses during the transition of a well from operation to the stage of capital repair. The stages of gas loss occurrence before, during and after well workover are described. The article considers the calculation of natural gas losses during the development of wells after the exit from the overhaul, associated with well workouts after repair work and with the conduct of gas hydrodynamic studies of wells before and after the overhaul of wells. The values of the equilibrium temperature of hydrate formation and a constant coefficient depending on the reduced gas density at different pressures at the inlet to the gas gathering network are given.

**Ключевые слова:** скважина, капитальный ремонт, освоение, потер природного газа, дебит, температура, гидратообразования.

**Keywords:** well, overhaul, development, loss of natural gas, flow rate, temperature, hydrate formation.

**В** процессе разработки газовых месторождений происходит постоянное изменение фильтрационно-емкостных свойств пласта, которые, в свою очередь, влияют на динамику добычи газа из скважин. Основной проблемой эксплуатации таких скважин является скопление конденсационной жидкости на забое и в насосно-компрессорных трубах (НКТ) из-за снижения дебитов ниже критических, необходимых для выноса жидкости. Обводнение добывающих скважин – одна из основных проблем разработки газовых месторождений, особенно находящихся на поздней стадии разработки. Именно появление жидких и твердых механических примесей в продукции газовых скважин является причиной ограничения их дебита и снижения добычи на месторождении в целом. Что требует переход скважины в стадию капитального ремонта, для восстановления ее производительности [1–3].

При проведении капитальном ремонте скважин потери газа возникают:

- при освоении скважины после выхода из капитального ремонта;
- при отработках скважин после проведения ремонтных работ;
- при проведении газогидродинамических исследований в скважинах;
- при отработках скважины с целью удаления накопившегося на забое столба жидкости;

– по иным технологическим причинам.

Расчет потерь природного газа при освоении скважин после выхода из КРС осуществляется по формуле [4]:

$$P_{г.осв} = \sum_{i=1}^n q_i \cdot \tau_i \cdot X_{г.прод} , \quad (1)$$

где  $P_{г.осв}$  – потери газа при освоении скважин, м<sup>3</sup>;  $q_i$  – дебит скважины при освоении на заданном режиме, м<sup>3</sup>/сут;  $\tau_i$  – продолжительность освоения скважины при заданном режиме, сут;  $n$  – количество режимов при освоении скважины.

Потери газа, связанные с отработками скважин после проведения ремонтных работ определяются по формуле:

$$q(t) = Q(t)/Q_0, \quad (2)$$

где  $\Pi_{e.рем}$  – потери газа при отработках скважин на ГФУ после ремонта, м<sup>3</sup>;  $q_i$  – дебит скважины при отработке скважины на заданном режиме, м<sup>3</sup>/сут;  $\tau_i$  – продолжительность отработки скважины при заданном режиме, сут.;  $n$  – количество режимов при отработке скважины;  $N$  – количество ремонтов по плану.

Потери, связанные с проведением газогидродинамических исследований скважин до и после КРС по формуле:

$$\Pi_{г.иссл} = \sum_{i=1}^N q_i \cdot \tau_i \cdot n_i \cdot X_{г.прод}, \quad (3)$$

где  $\Pi_{e.иссл}$  – потери газа при проведении ГДИ, м<sup>3</sup>;  $q_i$  – дебит скважины по газу при заданном режиме, м<sup>3</sup>/сут;  $\tau_i$  – продолжительность заданного режима, сут.;  $n_i$  – количество режимов при проведении исследований скважины;  $N$  – количество исследований за расчетный период.

Потери газа при отработках скважины  $\Pi_{e.прод}$  с целью удаления накопившегося на забое столба жидкости определяются, как правило, по расходомеру.

Если прямой метод (по расходомеру) невозможен, потери газа на отработку скважины определяются по формуле:

$$\Pi_{e.прод} = 3600 \cdot w \cdot F \cdot \tau, \quad (4)$$

где  $\Pi_{e.прод}$  – потери газа при отработках скважины, м<sup>3</sup>;  $w$  – скорость движения продуктивного газа в расчете на сечение ствола под оголовком, м/с;  $F$  – площадь выходного сечения факельного ствола, м<sup>2</sup>;  $\tau$  – продолжительность подачи продуктивного газа, ч.

Технологические потери природного газа при его выносе с жидкостью (пластовой водой) рассчитываются по формуле [4, 6]:

$$\Pi_{e.ж} = V_{ж} \cdot r_1 \cdot 10^{-k \cdot c} \cdot X_{e.прод}, \quad (5)$$

где  $\Pi_{e.ж}$  – потери газа при выносе с жидкостью, м<sup>3</sup>;  $V_{ж}$  – объем жидкости, сбрасываемый из оборудования на утилизацию, м<sup>3</sup>;  $r_1$  – растворимость природного газа в дистиллированной воде при атмосферном давлении, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $k$  – коэффициент Сеченова, учитывающий изменение растворимости газа в присутствии солей;  $c$  – концентрация солей в пластовой воде, г-экв./л.

Запас температур над температурой гидратообразования  $\Delta T$  вычисляется как разность между температурой газа на входе в газосборную сеть  $T_{ex}$  и температурой гидратообразования  $T_{эдp}$ , т.е.  $\Delta T = T_{ex} - T_{эдp}$ . В качестве исходной информации используются ежемесячные эксплуатационные рапорта.

Значение равновесной температуры гидратообразования при известном давлении на входе в газосборную сеть  $P_{ex}$  и положительных температурах приближенно определяется по формуле согласно [5]:

$$t_p = 19,9 \cdot \lg P_{ex} - t_1, \quad (6)$$

где  $t_p$  – равновесная температура гидратообразования, °С;  $t_1$  – постоянный коэффициент, зависящий от приведенной плотности газа  $\rho'_2$ , °С.



Значение равновесной температуры гидратообразования при известном давлении на входе в газосборную сеть  $P_{ex}$  и отрицательных температурах приближенно определяется по формуле:

$$t_p = -63,03 \cdot \lg P_{ex} + t_2, \quad (7)$$

где  $t_p$  – равновесная температура гидратообразования, °С;  $t_2$  – постоянный коэффициент, зависящий от приведенной плотности газа  $\rho'_g$ , °С.

Значения коэффициентов  $t_1$  и  $t_2$  в зависимости от приведенной плотности газа  $\rho'_g$  представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Зависимость коэффициентов  $t_1$  и  $t_2$  от приведенной плотности  $\rho'_g$  газа

$\rho'_g$	$t_1$ , °С	$t_2$ , °С	$\rho'_g$	$t_1$ , °С	$t_2$ , °С	$\rho'_g$	$t_1$ , °С	$t_2$ , °С
0,56	24,25	77,4	0,71	13,85	43,9	0,86	12,07	37,6
0,57	21,80	70,2	0,72	13,72	43,4	0,87	11,97	37,2
0,58	20,00	64,2	0,73	13,57	42,9	0,88	11,87	36,8
0,59	18,53	59,5	0,74	13,44	42,4	0,89	11,77	36,5
0,60	17,67	56,1	0,75	13,32	42,0	0,90	11,66	36,2
0,61	17,00	53,6	0,76	13,20	41,6	0,91	11,57	35,8
0,62	16,45	51,6	0,77	13,08	41,2	0,92	11,47	35,4
0,63	15,93	50,0	0,78	12,97	40,7	0,93	11,37	35,1
0,64	15,47	48,6	0,79	12,85	40,3	0,94	11,27	34,8
0,65	15,07	47,6	0,80	12,74	39,9	0,95	11,17	34,5
0,66	14,76	46,9	0,81	12,62	39,5	0,96	11,10	34,2
0,67	14,51	46,2	0,82	12,50	39,1	0,97	11,00	33,9
0,68	14,34	45,6	0,83	12,40	38,7	0,98	10,92	33,6
0,69	14,16	45,0	0,84	12,28	38,3	0,99	10,85	33,3
0,70	14,00	44,0	0,85	12,18	37,9	1,00	10,77	33,1

Скважинам, у которых минимальное значение  $\Delta T$  за весь период наблюдений превышает 10 °С, присвоим высокое значение (+1) кода геолого-промыслового состояния, характеризующего запас температур над температурой гидратообразования. Среднее значение (0) присваивается скважинам, у которых минимальное значение  $4 \leq \Delta T \leq 10$  и низкое (-1) присваивается скважинам, у которых  $\Delta T < 4$ .

### Литература

1. Гасумов Р.А. Исследования режимы движения газожидкостных потоков применительно к условиям эксплуатации обводняющихся газовых скважин / Р.А. Гасумов, Э.Р. Гасумов // Наука. Инновации. Технологии. – 2020. – № 2. – С. 7–26.
2. Гасумов Р.А. Среднесрочный прогноз дебитов добывающих скважин в среде MS Excel / Р.А. Гасумов [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012. – № 7. – С. 32–36.
3. Гасумов Р.А. Аппроксимационные математические модели эксплуатационных свойств газовых скважин и их применение к расчетам прогнозных дебитов / Р.А. Гасумов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 5 (005). – С. 53–59.
4. Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного (нефтяного) газа при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения / Министерство энергетики РФ; утв. распоряжением Минэнерго РФ 30.07.2012.
5. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах / Б.В. Дегтярев, Э.Б. Бухгалтер. – М. : Недра, 1976.

### References

1. Gasumov R.A. Research of gas-liquid flow modes with reference to operating conditions of winding gas wells / R.A. Gasumov, E.R. Gasumov // *Nauka. Innovations. Technologies.* – 2020. – № 2. – P. 7–26.
2. Gasumov R.A. Medium-term forecast of production well flow rates in MS Excel environment / R.A. Gasumov [et al.] // *Automation, telemechanization and communication in oil industry.* – 2012. – № 7. – P. 32–36.
3. Gasumov R.A. Approximation mathematical models of operating properties of gas-and-gas wells and their application to calculations of forecast production rates / R.A. Gasumov [et al.] // *Oilfield business.* – 2019. – № 5 (005). – P. 53–59.
4. Methodological recommendations for the definition and justification of technological losses of natural gas, gas condensate and associated (oil) gas during production, technologically related to the adopted scheme and technology of field development / Ministry of Energy of the Russian Federation; approved by the Ministry of Energy 30.07.2012.
5. Control of hydrates during operation of gas wells in the northern regions / B.V. Degtyarev, E.B. Accountant. – M. : Nedra, 1976.

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА  
ДОЖИМНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ  
НА УРЕНГОЙСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**AUTOMATION OF THE GAS PUMPING UNIT  
OF THE BOOST COMPRESSOR STATION  
ON THE URENGOYSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD**

**Кусов Геннадий Владимирович**

аспирант,  
Северо-Кавказский  
федеральный университет  
de\_france@mail.ru

**Аннотация.** Газоперекачивающий агрегат является компрессором, приводимым в движение газовой турбиной. Компрессор как объект автоматического управления относится к классу потенциально опасных объектов, который характеризуется чётко выраженными нелинейными рабочими характеристиками и лавинообразным нарастанием аварийных процессов. Наличие аварийных режимов для этого класса объектов заложено в самом принципе работы. Для своевременного вмешательства в работу газоперекачивающего агрегата, для проведения управляющих, регулирующих воздействий на объект в случае выхода за рабочие пределы технологических параметров было произведено внедрение системы автоматизации на базе программно-технических средств «Series-4». В статье решается задача внедрения многозадачной системы контроля и управления «Series-4» на газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц-16, написание управляющей программы технологическим процессом на языке стандарта IEC 61131-3. Показано, что автоматизированная система управления на базе «Series-4» даёт возможность наиболее точно отслеживать все технологические процессы. Рассмотренный объём автоматизации с применением технических средств автоматизации обеспечивает надёжный контроль, управление и аварийную защиту ГПА-Ц-16.

**Ключевые слова:** описание, состав технологического процесса и схемы ГПА-Ц-16; технологическая схема работы ГПА-Ц-16; система автоматизации ГПА-Ц-16 на базе программно-технических средств «Series-4»; описание преобразователей нижнего уровня ГПА; многозадачная система контроля и управления «Series-4»; устройство связи с объектом; инструментальная система программирования промышленных контроллеров.

**Kusov Gennady Vladimirovich**

Graduate student,  
North-Caucasian Federal University  
de\_france@mail.ru

**Annotation.** The gas compressor unit is a compressor driven by a gas turbine. The compressor as an object of automatic control belongs to the class of potentially hazardous objects, which is characterized by clearly expressed nonlinear performance characteristics and an avalanche-like increase in emergency processes. The presence of emergency modes for this class of objects is inherent in the very principle of operation. For timely intervention in the operation of the gas pumping unit, for carrying out control, regulating actions on the facility in case of exceeding the operating limits of technological parameters, an automation system based on the «Series-4» software and hardware was introduced. The article solves the problem of introducing a multi-tasking monitoring and control system «Series-4» on the gas compressor unit gas pumping unit-Ts-16, writing a control program for a technological process in the language of the IEC 61131-3 standard. It is shown that the automated control system based on «Series-4» makes it possible to most accurately monitor all technological processes. The considered volume of automation with the use of technical means of automation provides reliable control, management and emergency protection of the gas pumping unit-Ts-16.

**Keywords:** description, composition of the technological process and the scheme of gas pumping unit-Ts-16; flow chart of gas pumping unit-Ts-16 operation; automation system gas pumping unit-Ts-16 based on «Series-4» software and hardware; description of gas pumping unit lower level converters; multi-tasking control and management system «Series-4»; communication device with the object; industrial controllers programming tool system.

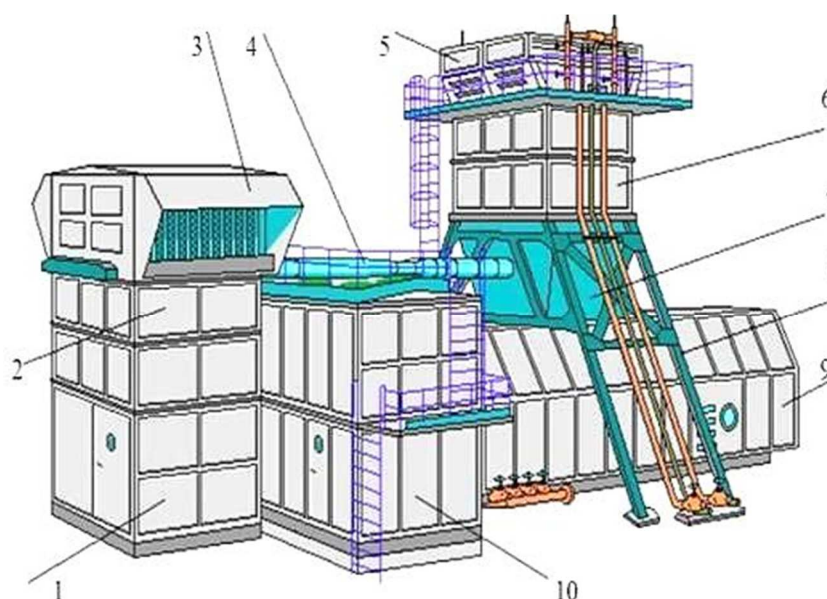
**Описание, состав технологического процесса и схемы ГПА-Ц-16**

**Состав ГПА-Ц-16**

Газоперекачивающий агрегат (ГПА) предназначен для транспортирования природного газа по магистральным газопроводам при рабочем давлении 5,5-7,4 МПа.

Агрегат состоит из отдельных функционально завершённых блоков и сборочных единиц полной заводской готовности, стыкуемых между собой на месте эксплуатации.

Газоперекачивающий агрегат представлен на рисунке 1.



**Рисунок 1** – Газоперекачивающий агрегат:

- 1 – камера всасывания; 2 – всасывающие шумоглушители; 3 – воздухоочистительное устройство; 4 – система подогрева циклового воздуха; 5 – утилизатор; 6 – шумоглушители выхлопа; 7 – диффузор; 8 – опора выхлопной части; 9 – турбоблок; 10 – блок маслоагрегатов

Турбоблок включает в себя следующие сборочные единицы: контейнер, приводной двигатель НК-16СТ, установленный на подmotorной раме. Кроме того, в турбоблоке размещены отдельные сборочные единицы маслосистемы, системы обогрева, автоматического пожаротушения, обогрева циклового воздуха и автоматического управления агрегатом. Контейнер турбоблока является помещением для размещения основных сборочных единиц и систем агрегата. Обеспечивает определённый микроклимат для их эксплуатации и необходимые условия труда для обслуживающего персонала в период проведения ремонтных и регламентных работ. Контейнер при помощи герметичной перегородки разделён на два изолированных помещения отсек двигателя и отсек нагнетателя. Вентиляция отсека двигателя осуществляется вентиляторами, установленными в блоке вентиляции. Вентиляция отсека нагнетателя осуществляется вентилятором, установленным в верхней части этого отсека.

Воздухоочистительное устройство (ВОУ) предназначено для очистки от пыли и других механических включений циклового воздуха, поступающего из атмосферы в компрессор двигателя. ВОУ состоит из камеры, фильтрующих элементов, короба отсоса пыли, вентиляторов отсоса пыли, байпасных клапанов и решеток для подогрева циклового воздуха. Очистка воздуха производится в инерционно-жалюзийных сепараторах за счёт резкого поворота потока в фильтрующих элементах. На задней стенке камеры размещены два байпасных клапана (БК). БК открываются автоматически при достижении разрежения в камере ВОУ 80 мм вод. ст. При снижении разрежения до 50 мм вод. ст. клапаны закрываются.

Камера всасывания служит для направления очищенного в ВОУ атмосферного воздуха к осевому компрессору двигателя. В проёмы каркаса камеры установлен шумоглушитель, представляющий собой специальные щиты, заполненные теплоизоляционными звукопоглощающими матами из супертонкого базальтового волокна. В центральном проёме стенки установлены двустворчатые ворота, а на задней стенке – одностворчатые. Ворота служат для закатки и выкатки двигателя при его замене.

Блок промежуточный предназначен для формирования равномерного потока воздуха непосредственно перед входным направляющим аппаратом осевого компрессора двигателя. Блок состоит из каркаса и патрубка круглого сечения, выполненного из листовой нержавеющей стали.

Выхлопное устройство с шумоглушением служит для выброса выхлопных газов и снижения шума выхлопа двигателя. Устройство состоит из диффузора, проставки и

шумоглушителя. Диффузор предназначен для плавного снижения скорости выхлопных газов и представляет собой цельносварную конструкцию, состоящую из каркаса, внутренние проёмы которого заполнены звукопоглощающим материалом. Шумоглушитель пластинчато-щелевого типа. Пластины имеют обтекаемую форму. Сварной каркас пластины выполнен из гнутых профилей и обшит с двух сторон перфорированным стальным листом. Пространство между листами заполнено звукопоглощающим материалом.

Блок маслоохладителей предназначен для охлаждения масла, циркулирующего в системах смазки и уплотнения агрегата. Компоновка ГПА предусматривает установку двух блоков, в каждом из которых установлено по два аппарата воздушного охлаждения масла.

Блок вентиляции предназначен для размещения оборудования, обеспечивающего вентиляцию отсека двигателя и просос атмосферного воздуха через маслоохладители при отсутствии электроэнергии. Блок вентиляции включает в себя каркас, вентиляторы, патрубок и заслонки с гидроприводом. Центробежные вентиляторы подают очищенный воздух, отбираемый из отсека шумоглушителя ВОУ. Поворотные заслонки, предназначенные для открытия прохода, соединяющего блок вентиляции с всасывающим трактом двигателя, при этом закрыты. При отключении вентиляторов вентиляция отсека двигателя осуществляется за счёт прососа воздуха из турбоблока через открытые заслонки, остановленные вентиляторы и далее на всас двигателя. Управление заслонками производится при помощи гидропривода.

Блок маслоагрегатов предназначен для размещения маслоагрегатов и арматуры маслосистемы, что позволяет производить их обслуживание при работе ГПА. Для вентиляции блока в нём предусмотрен вентилятор.

Блок фильтров топливного газа предназначен для очистки газа от возможных загрязнений в трубопроводах между стационарным блоком подготовки топливного и пускового газа и входным в камеру сгорания двигателя. В блоке установлено два фильтра, обвязка которых позволяет включать в работу фильтры поочередно или оба одновременно. Степень фильтрации 10 мкм.

Блок пожаротушения служит для размещения установки автоматического газового пожаротушения. Автоматическая система пожаротушения обеспечивает противопожарную защиту отсеков двигателя и нагнетателя за счёт своевременного обнаружения очага возгорания и последующего подавления его путём автоматической подачи огнегасящего вещества хладона 114В2.

Система обогрева предназначена для разогрева агрегата в холодное время года перед пуском и для обеспечения нормальных климатических условий при работе приборов и оборудования, установленных в отсеках контейнера. Обогрев осуществляется горячим воздухом, отбираемым от работающего двигателя за компрессором высокого давления (температура 280 °С). Отбираемый горячий воздух поступает в стационарную систему обогрева, которая объединяет в единую сеть системы обогрева всех агрегатов, установленных на компрессорной станции. Обогрев ГПА при отсутствии в стационарной сети горячего воздуха осуществляется от моторных подогревателей типа УМП-350.

Система подогрева циклового воздуха предназначена для предотвращения обледенения всасывающего тракта двигателя в диапазоне температур атмосферного воздуха от +7 до –10 °С. Подогрев циклового воздуха осуществляется подачей на вход воздухоочистительного устройства горячих газов из выхлопной шахты агрегата. Газы эжектируются сжатым воздухом, отбираемым из компрессора низкого давления двигателя. Горячая газозвушная смесь направляется на распределительную решётку, установленную на входе в ВОУ. На таблице 1 приведены технические характеристики двигателя НК-16 СТ.

Таблица 1 – Технические характеристики двигателя НК-16 СТ

Наименование показателей	Величины
1	2
Максимальная мощность, кВт	16000
Эффективный КПД двигателя в режиме максимальной мощности, %	29

Окончание таблицы 1

Максимальная мощность на выходном валу СТ, кВт	19200
Рабочий диапазон изменения частоты вращения приводного вала СТ на режиме максимальной мощности:	
максимальная частота, об./мин., не более	5300
минимальная частота, об./мин., не менее	3975
Температура газов перед СТ, не более:	
на режиме максимальной мощности, °С	630
при запуске, °С	500
Температура наружных поверхностей двигателя, °С	200
Уровень вибрации двигателя, мм/сек	40

На таблице 2 приведены технические характеристики нагнетателя НЦ-16.

**Таблица 2** – Технические характеристики нагнетателя НЦ-16

Наименование показателей	Величины
Производительность, приведённая к температуре газа 20 °С и давлению 0,101 МПа, м <sup>3</sup> /час	384,82
Производительность, приведённая к температуре газа 15 °С и давлению 0,101 МПа, м <sup>3</sup> /час	378,25
Давление начальное номинальное, МПа	5,17
Давление конечное номинальное, МПа	7,45
Степень сжатия	1,37–1,44
Политропный КПД, %, не менее	83
Температура газа на всасывание, °С	15
Расчётное повышение температуры газа в нагнетателе при номинальном режиме, °С	31
Обороты ротора нагнетателя и силовой турбины, об./мин.	3750–5300

#### *Технологическая схема работы ГПА-Ц-16*

В состав газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-16 входят: приводной газотурбинный двигатель ДГ90Л2, общая рама ГПА со вспомогательными агрегатами, механизмами, устройствами и коммуникациями, газоотвод с теплоизолирующим кожухом, трансмиссия, нагнетатель природного газа НЦ-16; комплект приборов и узлов, поставляемых совместно с агрегатом, комплект запасного инвентаря и принадлежностей (ЗИП) одиночный, комплект ЗИП групповой.

Очищенный природный газ из установки очистки по газопроводу Г-1000 через всасывающий патрубок поступает в центробежный нагнетатель, где происходит его сжатие и подача через нагнетательный патрубок в коллектор.

В качестве привода нагнетателя используется стационарный газотурбинный двигатель НК16-СТ, созданный на базе авиационного турбовентиляторного двигателя НК-8-2У, работающий на перекачиваемом газе, в котором свободная энергия преобразуется в мощность на выводном валу с помощью турбины нагнетателя.

Очищенный в воздухоочистительном устройстве атмосферный воздух поступает в компрессор двигателя, где сжимается и поступает в камеру сгорания. Одновременно через рабочие форсунки в камеру сгорания подается топливный газ. Из камеры сгорания газы направляются на лопатки турбины высокого давления (ТВД) и турбины низкого давления (ТНД). Механическая связь между турбиной и ротором нагнетателя осуществляется через промежуточный вал. Отработанные газы через газоотвод, пройдя утилизатор тепла и шумоглушитель, выбрасываются в атмосферу.

В обвязке каждого агрегата всасывающий трубопровод оборудован краном с гидроневмоприводом 1 для приёма газа в нагнетатель и байпасным краном 4 для заполнения контура нагнетателя перед его пуском, а также для опрессовки нагнетателя.

Нагнетательный трубопровод оборудован:

- краном 2 с гидropневмоприводом для выхода газа из нагнетателя и обратным клапаном в магистрали Г-700;
- линией сброса газа на свечу с кранов 5, 5А перед краном 2, предназначенным для продувки контура нагнетания перед пуском ГПА или сброса газа на свечу при любых остановках агрегата, а также опрессовках;
- пусковым трубопроводом подачи газа в пусковой контур с краном и обратным клапаном 6 в агрегатной линии рециркуляции газа Г-400, краном регулятором 6А «Mokveld».

На линии подачи топливного газа установлены:

- топливный клапан «Аmot»;
- стопорный клапан;
- кран 12 дистанционного управления;
- штуцер с линией сброса газа на свечу с пневмокраном 9.

Схема обвязки ГПА-Ц-16 обеспечивает независимый вывод агрегатов на режим «Кольцо» по пусковому контуру, антипомпажную защиту каждого агрегата обеспечивает кран 6А «Mokveld» системы управления и противопомпажного регулирования фирмы «ССС». Вывод агрегата на режим «Магистраль» происходит при открытии крана 2 и закрытии крана 6.

При остановке агрегата происходит закрытие кранов 1, 2, 4 обвязки ГПА, а также закрытие крана 12 и открытие крана 9 топливного трубопровода двигателя. После получения сигнала «АО со стравливанием» через открытие свечного крана 5 опрессовка нагнетателя выполняется через краны 4, 4р при плавном наборе давления и последующем сбросе газа на свечу через кран 5. Пуск станции осуществляется после вытеснения воздуха и набора рабочего давления. Пуск одного агрегата на режиме «Кольцо» осуществляется при открытых кранах 1, 2, 6, и 6А «Mokveld». После вывода агрегата на режим «Кольцо», прикрывается кран 6А «Mokveld», агрегат начинает работать в режиме «Магистраль».

Функции управления, защиты и автоматизации ГПА выполняет система агрегатной автоматики микропроцессорная система контроля и управления (МСКУ) 4510СГ, поставляемая комплектно с агрегатом. Система управления и противопомпажного регулирования фирмы «ССС», выполненная на базе программно-технических средств (ПТС) «Series-4», осуществляет пуск и остановку ГПА, автоматическую защиту, контроль технологических параметров, сигнализацию неисправностей и выдачу информации на центральный диспетчерский пункт (ЦДП). Программное обеспечение обладает следующими свойствами: функциональная достаточность, надёжность, адаптируемость, модифицируемость, модульность построения и удобство эксплуатации.

Конструктивно комплекс МСКУ 4510СГ агрегатного уровня размещается в специальном приборном блок-боксе, с искусственным микроклиматом, расположенным в непосредственной близости от укрытия агрегата.

Функциональные блоки цехового комплекса (локальные интеллектуальные системы (ЛИС)), в целях сокращения количества кабелей, размещаются в щитовой установке подготовки топливного и импульсного газов, щитовой установки очистки газа, щитовой комплектной трансформаторной подстанции (КТП) АВО газа.

В щитовых и аппаратной устанавливаются стойки ЛИС с размещёнными в них модулями, источниками питания и клеммными колодками для подвода соединительного кабеля. В операторной расположен пульт оператора, предназначенный как для индивидуального управления ГПА, так и группового управления совокупностью газоперекачивающих агрегатов, входящих в состав цеха, и общецеховым оборудованием.

В контейнерах ГПА-Ц-16 заводом предусмотрено углекислотное пожаротушение, а также контроль взрывоопасной концентрации на СН<sub>4</sub>.

Перед пуском агрегатов в эксплуатацию определяется рабочий режим (рабочая точка) в зависимости от выбранной производительности и приведенных оборотов, при этом потребляемая нагнетателем мощность не должна превышать номинальную более чем на 20 %, т.е. не более 19000 кВт, при температуре наружного воздуха выше минус 5 °С.

Для избежания попадания нагнетателя в зону неустойчивой работы рабочая точка должна лежать правее помпажной линии не менее чем на 10 %. Это объясняется тем, что при уменьшении расхода газа до приблизительно 60 % от расчётного из-за не сплошного течения в межлопаточных каналах, вызванного срывом потока на входе в рабочее колесо, и возрастанием влияния обратной закрутки в пределах каждого канала, рабочее колесо уже не может создать давление больше давления в диффузоре и напорной полости. Возникает течение в обратном направлении, что вызывает шум и сильные вибрации нагнетателя и его обвязки, увеличение оборотов, обратная раскрутка ротора при неисправности обратного клапана.

Причинами помпажа нагнетателя, кроме снижения расхода, могут быть:

- увеличение давления на выходе нагнетателя;
- пониженная частота вращения по отношению к параллельно работающим агрегатам;
- колебания давления в сети;
- неправильная или несвоевременная перестановка кранов в системе обвязки нагнетателя;
- попадание постороннего тела на защитную сетку или входной направляющий аппарат.

Главная опасность помпажных колебаний для ГПА большая вероятность повреждения упорного подшипника, возможность разрушения покрывающего диска рабочего колеса, сильные задевания и разработка зазоров в лабиринтных уплотнениях.

Защиту от помпажа каждого агрегата выполняют краны регуляторы 6А «Mokveld» на линии Г-400 по обвязке агрегатов ГПА-Ц-16.

#### **Система автоматизации ГПА-Ц-16 на базе программно-технических средств «Series-4»**

Комплекс «Series-4» в составе САУ и Р ГПА обеспечивает выполнение следующих функций:

- управление ГПА и его вспомогательными механизмами и устройствами на всех режимах работы;
- автоматическое регулирование параметров двигателя и нагнетателя, включая предельное регулирование ограничиваемых параметров;
- непрерывный контроль, индикацию и регистрацию технологических параметров с представлением необходимой информации оператору.

#### **Основные функции выполняемые САУ и Р ГПА-Ц-16**

Функции логического управления:

- снятие запретов на срабатывание защит на остановленном агрегате с целью проверки и сдачи защит перед пуском ГПА;
- автоматическая проверка пусковой готовности;
- автоматическая защита ГПА по технологическим параметрам;
- автоматический пуск ГПА по заданному алгоритму с выводом на режимы «Кольцо» или «Магистраль»;
- автоматический пуск ГПА с заполненным контуром нагнетателя (после аварийного останова без стравливания газа) также с выводом на режимы «Кольцо» или «Магистраль»;
- автоматический ввод в режим «Магистраль» из режима «Кольцо» и автоматический вывод ГПА из режима «Магистраль» на режим «Кольцо»;
- управление режимом работы ГПА, задаваемым оператором, или в соответствии с командами, приходящими из САУ и Р верхнего уровня;
- автоматический нормальный останов (НО) по заданному алгоритму;
- автоматический аварийный останов (АО) со стравливанием и без стравливания газа по сигналам каналов защиты либо по команде оператора;
- экстренный аварийный останов ГПА по заданному алгоритму при отказе САУ и Р;



- автоматический перезапуск с интервалом 3 с вспомогательных механизмов после кратковременного (1–5 с) пропадания напряжения 380 В частотой 50 Гц;
- дистанционное управление исполнительными механизмами и вспомогательным оборудованием на работающем или неработающем агрегате;
- автоматическая перестановка в исходное положение кранов газовой обвязки перед пуском ГПА, после выбора режима работы;
- запрет выполнения команд оператора при работе агрегата в автоматическом режиме, если они не предусмотрены алгоритмами управления или регулирования;
- управление утилизатором тепла;
- управление исполнительными механизмами системы пожаротушения.

Функции регулирования:

- регулирования двигателя;
- регулирование (стабилизация) частоты вращения силовой турбины в соответствии с заданием, получаемым от оператора или заданием, получаемым от регулятора распределения нагрузки;
  - автоматическое предельное регулирование (ограничение) по следующим параметрам: температуре продуктов сгорания по верхнему задаваемому пределу;
  - частоте вращения вала турбокомпрессора высокого давления, давления воздуха за КВД по верхнему задаваемому пределу, приёмистости двигателя;
  - формирование выходного сигнала управления регулирующим топливным клапаном по минимальному из сигналов, сформированных контурами регулирования;
  - функции антипомпажного регулирования;
  - реализация функций антипомпажного регулирования и защиты нагнетателей должна обеспечивать расстояние между рабочей точкой нагнетателя и линией помпажа не менее заранее заданного и автоматически изменяющегося в зависимости от скорости приближения рабочей точки к линии помпажа;
  - функции распределения нагрузки между ГПА (при работе нескольких ГПА в составе КЦ);
  - участие в реализации функции распределения нагрузки при параллельной работе ГПА в общем, газопроводе;
  - стратегия выживания;
  - автоматический переход на резервный канал при потере сигнала от резервированных датчиков (частота вращения турбины нагнетателя);
  - автоматический переход на специальные алгоритмы «Стратегии выживания», позволяющие обеспечить безопасность эксплуатации ГПА при исчезновении одного из следующих сигналов на входе системы: от датчика перепада давления на конфузоре нагнетателя, от датчика давления газа на входе или выходе нагнетателя, от датчика давления воздуха за осевым компрессором, от датчиков частоты вращения валов двигателя (при наличии независимой системы защиты двигателя от превышения допустимой частоты вращения валов двигателя на базе существующего ограничителя скорости вращения турбины).

Информационные функции:

- непрерывный контроль технологических параметров, в том числе измерение и представление по вызову оператора на экране панели управления значений, выбранных параметров в единицах физических величин с указанием знака данного параметра;
- вычисление косвенных параметров;
- представление на экране панели управления мнемосхем агрегата с указанием значений измеряемых параметров и положения исполнительных механизмов;
- постоянное представление в цифровом виде значений следующих параметров: температуры газа перед силовой турбиной (СТ), частоты вращения СТ и перепада давления «масло – газ» в системе подшипников и сальников;
- автоматическое обнаружение, отображение и звуковая сигнализация отклонений технологических параметров от аварийных уставок;
- автоматическое обнаружение и отображение отклонений технологических параметров от предупредительных уставок;

- представление информации о невыполненных предпусковых условиях;
- представление информации об основных режимах работы агрегата: «Готов к пуску», «Пуск», «Работа», «НО», «АО»;
- запоминание сигналов, вызвавших аварийный останов, а также значений основных технологических параметров агрегата при срабатывании аварийной защиты с возможностью ретроспективного анализа состояния агрегата (с дискретностью 1 секунда) за 60 секунд до начала аварии и 10 секунд после завершения АО;
- автоматическая передача в САУ и Р компрессорного цеха значений основных технологических параметров и других информационных сообщений.

Функции контроля: автоматический непрерывный контроль исправности цепей управления особо ответственными исполнительными механизмами и вспомогательным оборудованием ГПА; автоматический непрерывный контроль цепей аналоговых и особо ответственных дискретных датчиков; контроль состояния оборудования и отклонений технологических параметров от заданных предельных значений (уставок); автоматический контроль исправности основных программно-технических средств САУ и Р ГПА с сигнализацией отказа и защита от несанкционированного доступа.

Ниже приводится перечень входных и выходных сигналов САУ и Р ГПА.

Входные сигналы:

- дискретные (от датчиков двухпозиционных сигналов типа «Сухой контакт»; датчиков двухпозиционных сигналов, соединенных с источником питания переменного тока 220 В, 50 Гц);
- аналоговые (от термопреобразователей сопротивления и от преобразователей термоэлектрических);
- от преобразователей с электрическим выходным сигналом постоянного тока 4–20 мА, (датчиков давления, перепада давления, уровня, загазованности, виброскорости, виброперемещения и осевого сдвига).

Выходные сигналы:

- дискретные устройства обеспечивают коммутацию электрических цепей постоянного тока (220 В, 1 А), постоянного тока (24 В, 5 А), переменного тока (220 В, 50 Гц, 3 А), индуктивность нагрузки (до 4 Гн) и её активное сопротивление (до 400 Ом);
- аналоговые обеспечивают управления антипомпажным клапаном, управления топливным регулирующим клапаном.

### **Функциональная схема автоматизации ГПА-Ц-16**

#### *Описание преобразователей нижнего уровня ГПА*

На ГПА контроль и сигнализация осуществляется по большому числу параметров. Основные из них включены в систему аварийно-предупредительной защиты и сигнализации (рис. 1).

К ним относятся: давление масла смазки, перепад давления между газом в полости нагнетателя и маслом уплотнения, температура подшипников компрессора, температура продуктов сгорания, частота вращения роторов, давление газа на входе и выходе компрессора, температура газа на входе и выходе компрессора и так далее.

Измерение давления топливного газа перед дозатором (позиция 6) и после дозатора (позиция 7) осуществляется с помощью датчика давления типа «Сапфир-22 ДИ».

Измерение температуры газа на входе нагнетателя (позиции 12-1, 12-2), выходе нагнетателя (позиции 13-1, 13-2) осуществляется с помощью термометра сопротивления марки ТСП-1187 в комплекте с преобразователем температуры АГМ НМР-4002-17, выходной сигнал которых поступает на регулятор скорости турбины SIC и на антипомпажный регулятор UIC.

Для измерения оборотов ротора компрессора низкого давления (КНД), высокого давления (КВД) и ротора нагнетателя используются датчики скорости марки НН&А-280Z213 (позиции 24, 25, 26), закрепленные на агрегате и использующие частотный сигнал для передачи данных на регулятор скорости турбины SIC.

Одним из основных параметров системы управления является сигнал по расходу. Он используется не только в алгоритмах антипомпажной защиты, но и распределения нагрузки между агрегатами. Для измерения расхода газа применяется ультразвуковой расходомер Гиперфлоу-УС (позиции 18, 19, 20, 21, 22, 23).

Перечень измерительных приборов и преобразователей нижнего уровня указан в таблице 3.

**Таблица 3** – Перечень первичных преобразователей нижнего уровня ГПА

Позиционное обозначение	Наименование	Количество	Примечание
1, 2, 3, 4, 5	Преобразователь давления STG 94L-E1G	5	ExialICT5
6, 7	Датчик давления «Сапфир-22 ДИ»	2	1ExdIIBT4
8	Преобразователь разности давлений Honeywell STD 930	1	
9	Датчик разности давления ТЖИУ-406Д	1	1ExdIIBT4
10-1, 11-1	Термопреобразователь сопротивления ТСП-1187	5	1ExdIICT6
12-1, 13-1			
14-1			
10-2, 11-2	Преобразователь температуры AGM HMP-4002-17	5	1ExdIICT6
12-2, 13-2			
14-2			
15, 16	Термопреобразователь сопротивления ТСПУ-5081	2	1ExdIICT6
17	Преобразователь термоэлектрический ТХАУ-1172	1	1ExdIICT6
18, 19, 20	Расходомер ультразвуковой «Гиперфлоу-УС»	6	ExibIIAT6X
21, 22, 23			
24, 25, 26	Датчик скорости НН&А-280Z21387	3	ExialICT5
27	Пусковая арматура	1	
28, 29, 30	Ключ управления	17	
31, 32, 33			
34, 35, 36			
37, 38, 39			
40, 41, 42			
43, 44			

**Датчик разности давлений ТЖИУ-406Д**

Датчики избыточного давления ТЖИУ-406Д взрывозащищённого и не взрывозащищённого исполнения применяются для непрерывного преобразования значения избыточного давления газов и жидкостей, неагрессивных по отношению к титановым сплавам, в унифицированный выходной сигнал постоянного тока в системах контроля и управления давлением.

Особенности исполнения датчика давления ТЖИУ-406Д:

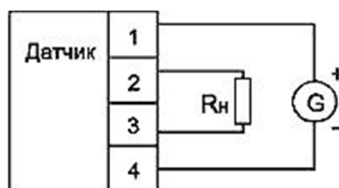
- маркировка взрывозащиты «1ExdIIBT4», соответствует ГОСТ 22782.0-81, вид взрывозащиты – взрывонепроницаемая оболочка по ГОСТ 22782.6-81;
- встроенный электронный гаситель пульсаций измеряемого давления;
- устройство защиты от перенапряжений;
- возможность перенастройки пределов измерений.

Технические характеристики датчика давления ТЖИУ-406Д указаны в таблице 4.

**Таблица 4** – Технические характеристики датчика давления ТЖИУ-406Д

Характеристики	Значения
Диапазон измеряемых давлений, МПа	0–0,04; 0–25
Выходной сигнал постоянного тока, мА	4–20; 0–5
Предел допускаемой погрешности, %	±0,15
Диапазон рабочих температур, °С	от –60 до +80

Схема внешних электрических соединений датчика ТЖИУ-406Д представлена на рисунке 2.



**Рисунок 2** – Схема электрических соединений датчика ТЖИУ-406Д:  
а) двухпроводная; б) четырёхпроводная;  $R_n$  – сопротивление нагрузки, Ом; G – источник питания

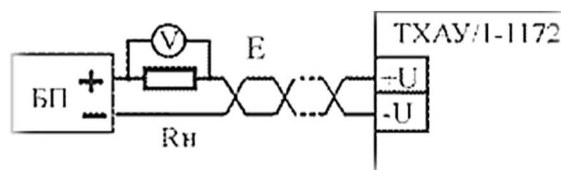
### Преобразователь термоэлектрический ТХАУ-1172

Для измерения температуры различных сред корабельных энергетических установок и систем с преобразованием температуры в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока 4-20 мА. В качестве первичных преобразователей используются термопреобразователи сопротивления с номинальной статической характеристикой (НСХ) преобразования 100П, 100М по ГОСТ6651-94 и термоэлектрические преобразователи с НСХ преобразования ХА (К), ХК(Л), НН(Н), ЖК(Ж) по ГОСТР 8.585-2001 с изолированным спаем. Технические характеристики термоэлектрического преобразователя ТХАУ-1172 приведены в таблице 3.

**Таблица 3** – Технические характеристики термоэлектрического преобразователя ТХАУ-1172

Характеристики	Значения
Выходной ток, мА	4–20
Сопротивление нагрузки с линией связи, кОм, не более	
– для напряжения питания 24 В	0,6
– для напряжения питания 36 В	1,2
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	14–36
Потребляемая мощность, Вт, не более	1

Электрическая схема подключения преобразователей с унифицированным выходным сигналом представлена на рисунке 3.



**Рисунок 3** – Электрическая схема подключения ТХАУ-1172:  
БП – блок питания постоянного тока, напряжение 18...36В;  $R_n$  – сопротивление нагрузки для измерения;  
V – измерительный прибор; E – двухпроводная линия связи (витая пара)

### Измерительный преобразователь избыточного давления Сапфир-22 ДИ

Прибор предназначен для преобразования величины избыточного давления жидких и газовых сред в унифицированный токовый выходной сигнал дистанционной передачи, для работы в системах контроля, учёта, регулирования технологическими процессами. В таблице 5 приведены технические характеристики датчика «Сапфир-22 ДИ».

**Таблица 5** – Технические характеристики датчика «Сапфир-22 ДИ»

Характеристики	Значения
1	2
Выходной сигнал, мА	0–5; 4–20
Верхние пределы измерений, МПа	0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10,0; 16,0; 25,0; 40,0; 60,0

Окончание таблицы 5

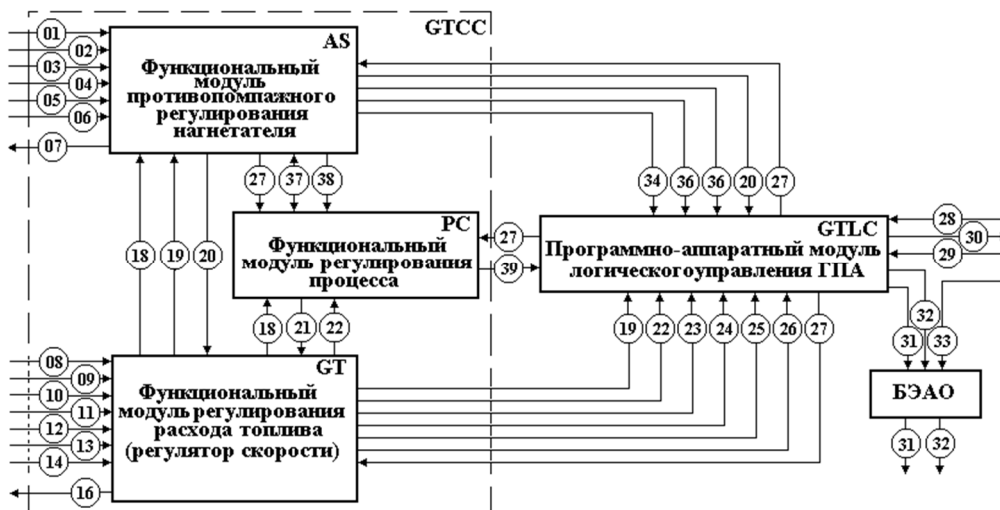
1	2
Погрешность измерения, %	1–5
Тип взрывозащиты	взрывонепроницающая оболочка, маркировка 1ExdIIBT4
Напряжение питания постоянного тока, В	24–36

Схема внешнего электрического соединения датчика «Сапфир-22 ДИ» на рисунках 4 и 5.

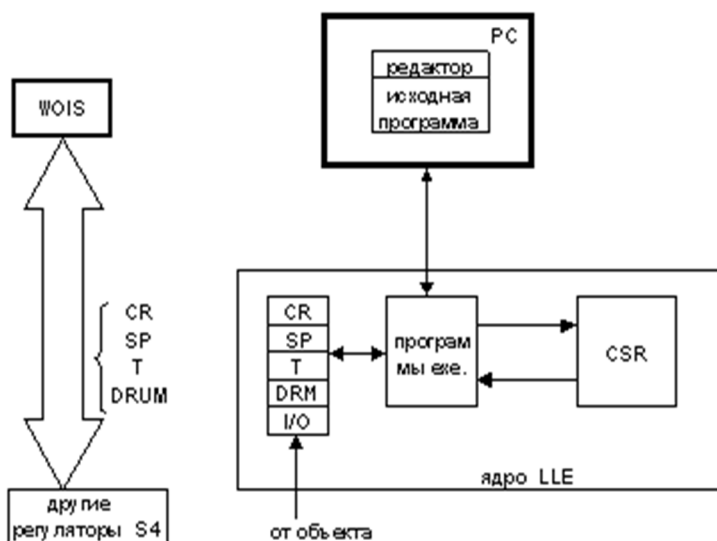
*Расходомер ультразвуковой «Гиперфлоу-УС»*

Расходомер ультразвуковой «ГиперФлоу-УС» предназначен для измерения в рабочих условиях и приведённого к нормальным условиям расхода и количества природного газа и других газовых сред в напорных газопроводах диаметром от 100 до 1600 мм.

Расходомер предназначен для коммерческого и технологического учёта расхода и количества газовых сред на промышленных и коммунальных объектах как автономное средство измерения, а также в составе автоматизированных систем учёта и контроля или передачи информации в другие системы.

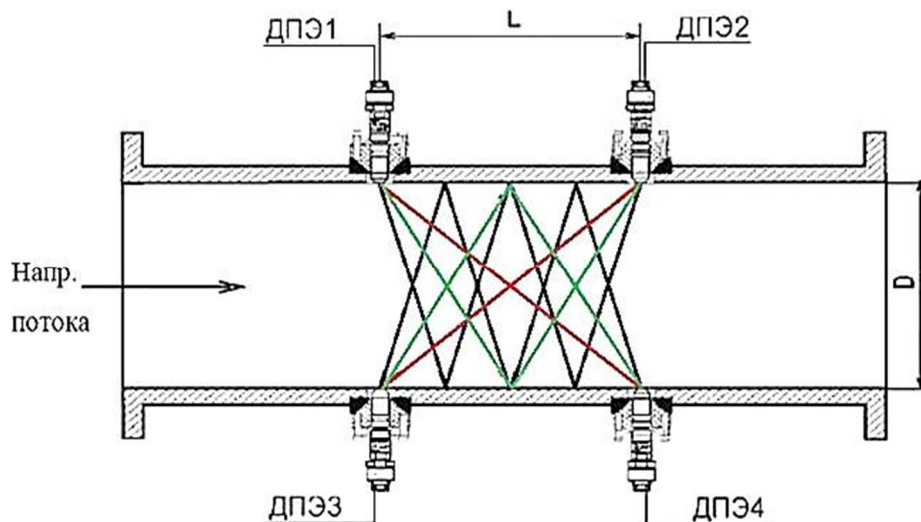


**Рисунок 4** – Схема внешнего электрического соединения датчика «Сапфир-22 ДИ»: ПР – преобразователь; G – источник питания; Rn – сопротивление нагрузки, Ом



**Рисунок 5** – Схема внешнего электрического соединения датчика «Сапфир-22 ДИ»

По принципу действия расходомер относится к времяимпульсным ультразвуковым расходомерам, работа которых основана на измерении разности времени прохождения зондирующих импульсов ультразвуковых колебаний между чётными и нечётными датчиками пьезоэлектрическими ДПЭ по направлению скорости потока рабочей среды в измерительном газопроводе (первичном преобразователе), и против него (по V-, W-образному или по линейному пути) (рис. 6).



**Рисунок 6** – Принцип работы расходомера:  
чёрный – W-образный путь ультразвукового луча; зелёный – V-образный путь ультразвукового луча;  
красный – линейный путь ультразвукового луча

Возбуждение и приём зондирующих импульсов производится пьезоэлектрическими датчиками, устанавливаемыми на измерительный трубопровод с измеряемым расходом. Попеременная коммутация режимов «приём – передача» пар датчиков обеспечивается блоком электронным.

#### *Противоаварийная защита*

На функциональной схеме автоматизации также исполнены компоненты противоаварийной защиты, проведем краткое описание выбранных компонентов ПАЗ.

Система защиты по частоте вращения КВД, СТ предназначена для защиты газовой турбины, при превышении частоты вращения которой может произойти отрыв лопаток, разрушение замков и дисков, могут появиться осевые сдвиги и разрушения подшипников.

Защита по температуре газа на входе и выходе нагнетателя необходима для предотвращения осевых сдвигов, появлению вибрации, разрушению подшипников.

Защита по давлению газа на входе и выходе нагнетателя обеспечивает предотвращение появлению вредных вибраций, нарушению целостности работы нагнетателя. Перечень противоаварийной защиты приведён в таблице 6.

**Таблица 6** – Перечень противоаварийной защиты

№ сценария защиты	№ позиции защиты	Условие срабатывания	Действие защиты
1	24	превышение аварийной уставки по частоте вращения КВД	Закрытие стопорного клапана
2	25	превышение аварийной уставки по частоте вращения СТ	закрытие стопорного клапана
3	13-1	превышение аварийной уставки по температуре газа на выходе из Н	закрытие стопорного клапана
4	1	превышение аварийной уставки по P газа на входе	закрытие стопорного клапана
5	2	превышение аварийной уставки по P газа на выходе	закрытие стопорного клапана

**Многозадачная система контроля и управления «Series-4»**

«Series-4» является специализированной иерархически распределённой многоуровневой управляюще-информационной цифровой системой, предназначенной для автоматизации не только ГПА, но и КЦ и КС в целом.

В агрегатный уровень системы входят: программно-аппаратный модуль GTCC для регулирования ГПА; программно-аппаратный модуль GTLC для сбора и логической обработки параметров и управления исполнительными механизмами (ИМ); датчики, нормирующие преобразователи; ИМ и клапаны; модули ввода-вывода IOM; модули расширения EIOM.

В цеховой уровень управления входят: программно-функциональный модуль регулирования параметров КЦ MPIC; станция оператора КЦ – Shop Operator Interface Station (SHOIS); датчики цехового уровня.

Агрегатный уровень обеспечивает:

- регулирование параметров ГПА в пределах заданных ограничений;
- предотвращение помпажа нагнетателей;
- задание режима ГПА в соответствии с выходными сигналами цехового модуля регулирования MPIC;
- участие в автоматическом пуске и останове ГПА;
- вывод его в магистраль и из неё.

Цеховой уровень управления обеспечивает: поддержание заданного значения расхода КЦ; распределение в заданном диапазоне нагрузки между агрегатами; связь с системой верхнего уровня.

Все программно-аппаратные модули располагаются на блок каркасе Multi Functional Chassis (MFC). Все модули выполняются дублированными, т.е. с горячим резервированием, и занимают на каркасе по два гнезда. Для подключения аналоговых, дискретных и частотных сигналов контроллеры оснащаются аппаратными модулями связи Field Termination Assembly (FTA), где сигналы с датчиков нормируются и поступают в программно-аппаратные модули, где фильтруются и преобразуются в цифровую форму.

Цифровая последовательная связь между модулями ПТС «Series-4» (S4) и станцией оператора КЦ использует интерфейс RS-422, который предполагает наличие двух каналов связи, одного для передачи данных, второго для приёма. В соответствии со сформулированными во введении задачами система включает в себя:

- первичные и нормирующие преобразователи параметров;
- программно-технические средства S4;
- антипомпажный клапан, по одному на каждый нагнетатель;
- управляющие клапаны, воздействующие на расход топлива, для управления режимом работы приводной газотурбинной установкой (ГТУ), по одному на каждый агрегат;
- оснащённую мониторами станцию оператора (одна на КЦ).

В состав программного обеспечения входит ряд программ, каждая из которых имеет свои функции.

Перечень программ рассмотрен в таблице 7.

**Таблица 7** – Перечень прикладных программ в ПТС «Series-4»

Прикладные программы	Функциональный модуль (реализация прикладной программы)		Примечание
	обозначение	назначение	
1	2	3	4
AS (Antisurge Module)	UIC (Multixarible Indicating Control Module)	антипомпажный регулятор	входит в состав программного обеспечения GTCC
GT (Gas Turbine Module)	SIC (Speed Indicating Control Module)	управление расходом топлива агрегата	входит в состав программного обеспечения GTCC

Окончание таблицы 7

1	2	3	4
PC (Performance Control Module)	LSIC (Load Sharing Indicating Control Module)	распределение нагрузки между нагнетателями	входит в состав программного обеспечения GTCC
	MPIC (Master Performance Indicating Control Module)	регулирование параметров КЦ	входит в состав программного обеспечения SHMC
	SMPIC (Station Master Performance Indicating Control Module)	регулирование КС в целом	может входить в состав программного обеспечения SHCC

Модуль регулирования расхода топлива GT поддерживает частоту вращения нагнетателя, при нормальной работе в функции модуля также входит следующее:

- открытия топливного клапана Amot в зависимости от давления осуществление последовательности запуска турбины;
- понижение оборотов турбины при нормальном останове;
- ограничение max оборотов компрессора низкого давления (КНД);
- ограничение максимальных и минимальных оборотов компрессора высокого давления (КВД);
- ограничение температуры продуктов сгорания; ограничение за осевым компрессором.

GTCC (Gas Turbine/Compressor Control Module) – программно-аппаратный модуль регулирования ГПА, программное обеспечение которого включает в себя программы AS, GT и PC;

SHMC (Shop Master Control Module) – программно-аппаратный модуль регулирования параметров компрессорного цеха либо группы ГПА.

SHCC (Shop Communication Control Module) – программно-аппаратный коммуникационный модуль КЦ. Модуль осуществляет связь между всеми уровнями управления КС – станционным, цеховым и агрегатным. Выполнены с «Горячим» резервированием и связаны с другими программно-аппаратными модулями своего КЦ и друг с другом резервированными скоростными каналами.

Все функции системы по регулированию выполняются при работе GT в режиме дистанционного управления. В этом режиме GT получает задание по оборотам нагнетателя от PC.

Модуль антипомпажного регулирования (AP) AS постоянно рассчитывает расстояние рабочей точки нагнетателя от помпажа и передаёт её цеховому контроллеру для осуществления противопомпажного регулирования и защиты, кроме того, AS рассчитывает девиацию (Dev) – расстояние до линии противопомпажного регулирования, и степень сжатия нагнетателя и передаёт их в регулятор нагрузки (РН) и служит для поддержания заданного давления на выходе агрегата, ввода-вывода, агрегата из трассы, поддержания переменных процесса в безопасных пределах. Если по каким либо причинам несмотря на работу противопомпажной защиты нагнетателя попадает в помпаж, то AS распознаёт его. Если в агрегате зарегистрирован помпаж, то в фиксируемом окне станции управления «Панель управления цеха» появится сообщение о регистрации помпажа.

Статусы модуля AS определяются на основании измеряемых параметров и команд управления от логического контроллера GTLC или операторской станции.

Модуль AS переходит в статус «Полный останов» сразу после включения электропитания или через статус «Холостой ход», после получения команды НО при нахождении модуля AS в статусе «Работа» или сразу после получения команды аварийный останов (АО) при нахождении модуля AS в статусах «Работа» или «Стоп».

После завершения останова антипомпажный клапан полностью открыт (при снятии питания с комплекса, клапан раскрывается автоматически).

Статус продувки выбирается тогда, когда получена команда на продувку в то время, когда модуль AS находится в статусе «Полный останов», либо в статусе «Руч-



ное регулирование» (если это разрешено). При этом модуль AS принудительно закрывает антипомпажный клапан, что заставляет газ при продувке пройти через компрессор. Статус «Продувка» может использоваться при необходимости закрытия АПК в конце аварийного или нормального останова. В этом случае снятие питания с комплекса можно производить только при закрытом кране 6. При необходимости клапан может быть закрыт вручную.

Модуль AS автоматически переходит в статус «Работа» после запуска ГПА и будет находиться в данном статусе до перехода в статус «Ручное управление» или «Стоп». В статусе «Работа» модуль AS функционирует в соответствии с алгоритмами предотвращения помпажа и распределения нагрузки. Модуль AS закрывает клапан, если нет помпажной ситуации.

Модуль AS переходит из статуса «Работа» в статус «Стоп» тогда, когда значение расхода, давления или частоты вращения становится ниже заданной пороговой величины на период времени, превышающий заданный, или когда получен запрос на переход к режиму холостого хода. При этом модуль AS открывает клапан с постоянной скоростью.

Модуль AS может переходить в статус «Ручное управление» (если это разрешено) при проведении пуско-наладочных работ. При этом антипомпажный клапан дистанционно управляется оператором.

Модуль регулирования нагрузки (РН) всех агрегатов поддерживает одинаковое расстояние от линии помпажа Dev, которая рассчитывается в противопомпажном регуляторе, и может быть отмасштабирована с помощью коэффициентов распределения нагрузки. Заданием на РН всех агрегатов, служит наибольшая DEV из всех передаваемых АР и выбираемая мастером. РН ограничивает давление на выходе нагнетателя на уровне 7,55 МПа.

Модуль регулирования КЦ – мастер регулятор поддерживает давление на выходе КЦ. Диапазон изменения задания: 3,00-7,50 МПа.

При повышении задания (или когда давление выхода падает ниже задания) мастер посылает сигналы на увеличение оборотов всем работающим модулям РН.

Увеличение задания оборотов каждого агрегата будет осуществляться до достижения давления на выходе цеха заданной величины, до достижения предельного значения одного из ограничиваемых параметров.

Уменьшение задания по оборотам от мастера для каждого агрегата будет осуществляться до достижения давлением на выходе КЦ заданной величины, или до достижения минимальных регулируемых оборотов нагнетателя, или пока DEV не будет меньше 0,06.

Распределение между параллельно работающими ГПА осуществляется по заданному соотношению (равенству) расстояний рабочих точек нагнетателей от линии настройки всех АР, обеспечивая одновременное прибытие рабочих точек нагнетателей от линии настройки своих модулей АР и предотвращая тем самым рециркуляцию одного или нескольких нагнетателей до тех пор, пока есть возможность предотвращения её за счёт распределения нагрузки. Кроме того, повышение задания от мастера прекращается, если на выходе цеха давление станет превышать 7,50 МПа. Мастер переходит в режим ограничения и поддерживает это давление оборотами более активно, пока давление не станет ниже 7,53 МПа и мастер контроллер не перейдёт в режим нормального регулирования.

Если давление превысит 7,55 МПа, то включается алгоритм ограничения давления перепуском газа через АПК. АПК всех агрегатов открывается до понижения давления до уставки не более 7,55 МПа.

#### **Программно-аппаратный модуль АФМ ПТС «Series-4»**

АФМ – программно-аппаратный модуль, предназначен для выполнения различных функций, связанных с управлением агрегата.

Модуль АФМ может содержать в себе два вида программного обеспечения: операционную систему управления прикладными программами и аппаратными средства-

ми (FTOS 2 – Fault Tolerant Operating System), предназначенную для обработки входных и выходных сигналов объекта управления, самодиагностики AFM, включая обнаружение программных и аппаратных отказов, обмена информацией по последовательному каналу связи с пультом оператора ГПА – OIS (Series 4 Protocol); организации обмена по последовательному каналу связи с локальными системами автоматизации или средствами представления информации других фирм-изготовителей; обеспечения работы с отладочным средством (Series 4 Protocol); внутреннего обмена управляющих модулей (IOM) с расширителями ввода-вывода (EIOM), входящими в состав комплекса (I/O Bus); прикладное программное обеспечение для выполнения следующих функции управления, а именно: регулирования или ограничения основных параметров ГПА; управления расходом топлива; антипомпажного регулирования; распределения нагрузки между агрегатами; автоматического безударного ввода (вывода) ГПА в магистраль (из магистрали); логического управления и защиты ГПА и т.д.

Каждый из модулей AFM ориентирован на выполнение конкретных задач и может содержать до трёх прикладных функций управления. AFM базируется на трех типах аппаратных модулей: IOM, EIOM, MPM.

Input/Output Module (IOM) – универсальный управляющий модуль, в котором устанавливается и выполняется программное обеспечение. IOM выполняют соответствующие алгоритмы управления, принимают и выдают (через «Дочерние платы» ввода-вывода – DC) входные и выходные сигналы и обмениваются информацией с системами управления более высокого уровня. Также могут поддерживать несколько различных комплектов программного обеспечения, которые должны быть логически связаны друг с другом. В зависимости от установленного программного обеспечения модуль выполняет функции GTCC или GTLC.

К транспьютеру – сборщику нормализованных сигналов от датчиков, подключаются:

- FLASH память объёмом до 1 Мб 32-х разрядных слов;
- оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) объёмом до 128 Кб 32-х разрядных слов.

Центральным контроллером модуля является 32-х разрядный транспьютер T805A фирмы Immos, а контроллером ввода-вывода БИС фирмы Motorola-MC68332. Системная программа пользователя выполняется под руководством транспьютера. БИС формирует четыре последовательных канала, приёмники-передатчики, которых не имеют гальванического разделения. К одному из портов (CPI) подключается ПЭВМ при отладке программы.

Кроме того, транспьютер управляет двумя последовательными каналами (PortA и PortB), которые имеют гальваническое разделение. Последовательные каналы PortA и PortB (интерфейс RS 422/RS 485) предназначены для связи с удалёнными техническими средствами, в частности, с MOIS. К контроллеру ввода-вывода подключается: системный банк памяти (FLASH память объёмом 512 Кб 16-ти разрядных слов); прикладной банк памяти (FLASH память объёмом 512 Кб 16-ти разрядных слов); статическое ОЗУ объёмом 128 Кб 16-ти разрядных слов. Контроллер ввода-вывода управляет работой последовательного канала RS 485 (Rx, Tx 332), к которому подключаются последовательные каналы модулей расширения ввода-вывода EIOM. Связь с входными и выходными сигналами осуществляется через «Дочерние платы» (DC). Одна или две «Дочерние платы» устанавливаются непосредственно на модуль IOM и тем самым определяют количество и типы сигналов, принимаемых модулем. DC управляются контроллером ввода-вывода.

Extended Input/Output Module (EIOM) – модуль расширения ввода-вывода. Для увеличения общего количества сигналов ввода-вывода имеется возможность подключения к модулям IOM по последовательной связи до восьми модулей EIOM. Связь с входными сигналами осуществляется модулем EIOM через такие же «Дочерние платы», как и IOM.

В качестве контроллера ввода-вывода используются интегральные микросхемы фирмы Motorola – MC 68332, к которым подключены:

- системная FLASH память объёмом до 512 Кб 16-ти разрядных слов; прикладная FLASH память объёмом до 512 Кб 16-ти разрядных слов;

- постоянное запоминающее устройство (ПЗУ) объемом 32 Кб 16-ти разрядных слов; статическое ОЗУ объемом 128 Кб 16-ти разрядных слов;
- узел управления двумя дочерними платами, через который осуществляется приём и выдача входных-выходных сигналов, поступающих с дочерних плат.

Последовательный канал RS485 (Tx, Rx-332) MC 68332 через приёмопередатчики используется для организации связи с контроллерными модулями GTLC, GTCC. По этому каналу передается (принимается) информация, поступающая от объекта управления через дочерние платы.

Помимо увеличения количества входов/выходов, EИОМ выполняет первичную обработку входных – выходных сигналов (фильтрацию, калибровку, линеаризацию, контроль пороговых значений и так далее).

Main Processor Module (MPM) – модуль коммуникационный, предназначен для межпроцессорного обмена (Machine Communication Control (MCC)).

Коммуникационный модуль обеспечивает: обмен информацией между модулями ИОМ, а именно GTCC и GTLC; связь САУ и Р с вышестоящим уровнем управления.

Центральным контроллером модуля является 32-х разрядный транспьютер T805A фирмы «Inmos». К транспьютеру подключаются:

- FLASH память объемом 256 Кб, 32-х разрядных слов;
- большая интегральная схема (БИС) транспьютера формирует четыре последовательных канала, приёмники-передатчики которых не имеют гальванического разделения.

К первому и второму каналу транспьютера подключаются модули MPM для обмена информацией между собой (в случае использования нескольких модулей MPM в одном устройстве). Третий канал транспьютера выдаёт (принимает) информацию на (от) передатчик (приёмников) девяти последовательных каналов. Для выбора номера канала предназначен регистр адреса и дешифратор, с помощью которых формируется сигнал, поступающий на приёмник – передатчик одного из девяти каналов. Четвёртый канал транспьютера используется для подключения ПЭВМ при отладке программы. Кроме этого в состав модуля MPM включены схемы, формирующие четыре последовательных канала, которые имеют гальваническое разделение. При этом в качестве элемента гальванической развязки в каналах А и В используется – трансформатор (с частотой обмена до 10 МГц), в каналах Port A, Port B (с частотой обмена до 38,4 Кбод) – оптопара.

Электропитание модуля EИОМ осуществляется от 2-х сетей 24 В, которые поступают на стабилизатор напряжения. На выходе стабилизатора формируется напряжение 5 В.

Блок экстренного аварийного останова (БЭАО) предназначен для реализации экстренного аварийного останова ГПА при полном отказе средств автоматики (одновременный отказ источников первичного электропитания) и управляется оператором от кнопки ЭАО, размещенной на пульте управления, либо автоматически. Алгоритм экстренного аварийного останова заключается во включении пусковых маслонасосов, перестановке топливных клапанов и основных агрегатных кранов в состояние, соответствующее аварийному останову.

Gas Turbine Compressor Control (GTCC) – программно-аппаратный модуль регулирования агрегата, в зависимости от загруженного пакета прикладных программ может выполнять до трёх специализированных приложений (функциональных модулей).

Для каждого приложения устанавливается отдельный комплект программного обеспечения, например:

- модуль управление расходом топлива (GT);
- модуль антипомпажного регулирования (AS);
- модуль распределение нагрузки между ГПА (PC).

Стандартные программы регулирования позволяют сконфигурировать модуль на любое частное применение. На него возложены функции автоматического регулирования ГПА.

Модуль решает различные задачи регулирования ГПА, в том числе, например: управление (по различным критериям) расходом топлива через двигатель; антипомпажное регулирование и защита нагнетателя; регулирование процесса; управление устройствами механизации двигателя.

Для выполнения указанных функций модуль GTCC включает в себя три функциональных программных модуля.

Gas Turbine Logic Control (GTLC) – программно-аппаратный модуль логического управления – предназначен для выполнения задач логического управления ГПА и его вспомогательными механизмами и устройствами.

В состав модуля GTLC входят один центральный модуль IOM (на котором имеется две дочерние платы) и до восьми модулей расширителя EIOM (две дочерние платы на каждом, обеспечивающие необходимое количество входов/выходов).

В модуль IOM загружаются программы, составленные на языке релейной логики, выполняющие конкретные функции по управлению ГПА.

Стандартными функциями модуля являются: выполнение последовательностей по пуску и останову агрегата; обеспечение аварийной защиты и сигнализации; осуществление контроля работы системы, а также координация функций, выполняемых другими модулями. Функции автоматического управления выполняет программно-аппаратный модуль логического управления GTLC. Логическая программа разбита на две функциональные группы, включающие анализ различных условий работы ГПА и исполнение управляющих команд в соответствии с заданным алгоритмом.

Перечень сигналов участвующих в обмене приведён в таблице 8.

**Таблица 8** – Перечень каналов связи GTLC-GTCC

№ сигнала	Сигнал	№ сигнала	Сигнал
1	Давление на всасывании нагнетателя	20	Дистанционное задание частоты вращения СТ
2	Давление в нагнетании нагнетателя	21	Статус функционального модуля GT
3	Температура на всасывании нагнетателя	22	Передача сигналов по частоте вращения СТ, ТВД, ТНД
4	Температура в нагнетании нагнетателя	23	Передача сигналов по температуре продуктов сгорания
5	Перепад давления на конфузоре нагнетателя	24	Передача сигналов по давлению за осевым компрессором
6	Положение АПК	25	Передача сигналов по положению топливного клапана
7	Управление АПК	26	Сигналы по управлению модулями AS, GT, PC в режимах автоматического пуска, HO и AO
8	Частота вращения СТ	27	Аналоговые и дискретные датчики ГПА, используемые в алгоритмах управления
9	Частота вращения ТВД	28	Дискретные датчики положения кранов и ИМ ГПА
10	Частота вращения ТНД	29	Управление вспомогательными ИМ ГПА
11	Температура продуктов сгорания	30	Управление стопорным клапаном
12	Давление воздуха за осевым компрессором	31	Управление крановой обвязкой ГПА
13	Температура наружного воздуха	32	Команда оператора на экстренный аварийный останов, сигналы неисправности модулей GTCC и GTLC
14	Положение топливного регулирующего клапана	33	Передача сигналов по давлению и температуре во всасывании и нагнетании нагнетателя
15	Резервный канал	34	Передача сигналов по положению АПК
16	Управление регулирующим клапаном	35	Статус функционального модуля AS
17	Передача сигнала по частоте вращения СТ	36	Упреждающие сигналы, устраняющие взаимовлияние связанных контуров регулирования AS и PC
18	Помпаж	37	Статус функционального модуля PC
19	Сигнал аварийного останова	38	Расстояние между рабочей точкой нагнетателя и линией настройки антипомпажного регулятора

### **Внутренняя программная структура контроллеров GTLC, GTCC**

Контроллеры имеют два процессора. Конструктивно, как в GTCC так и в GTLC могут быть подключены EИOM (экстенденты).

В GTLC грузится программный пакет FTOS2 и приложение SEQUENCE, где задается время сканирования входных величин от датчиков агрегата, и составляет 240 мс.

Программа для логического контроллера (CPI), представляет собой язык релейной логики (Loader logic). CPI находится на вспомогательном компьютере (PC 486, ОЗУ 512 кБ). Весь пакет загружается в одну директорию. Редактор работает в DOS. GTLC имеет 2 последовательных порта, их можно конфигурировать на протокол WOIS (связь со станцией оператора) и на протокол OIS (связь с другими контроллерами). Между GTLC и EИOM производится обмен данными по селективной связи (9 – пиновый разъём).

Программное ядро контроллера GTLC LLE содержит базу данных и исполняемую программу, состоящую из регистров (CR, SP) с плавающей запятой (от –32762 до +32762); таймер (T) (для формирования последовательности); барабан DRUM (16×16) (DRM); поле входов – выходов (I/O).

С этой базой работают все внешние контроллеры, WOIS. По окончании цикла, значения этой базы обновляются.

Существуют также отдельные подпрограммы (customer subroutine (CSR)). Это подпрограммы для перестановки кранов, подсчёта моточасов и тому подобного. DRUM – логическое устройство для выполнения микропрограмм. Организация 16×16, количество шагов (микропрограмм) барабана 16. Шаг выполняется по условиям выполнения элементами своих функций.

### **Устройство связи с объектом**

Field Termination Assembly (FTA) – устройство связи с объектом предназначено для:

- сопряжения комплекса «Series 4» с входными и выходными каналами объекта управления;
- установки вторичных преобразователей для нормализации, гальванического разделения и усиления входных и выходных сигналов.

На FTA расположены клеммники, к которым подсоединяются кабели от датчиков и исполнительных механизмов.

Используются следующие типы FTA:

- SFTA служит для подключения частотных до 6 входных и выходных дискретных сигналов к GTCC;
- FTA-43 служит для подключения, запитывания, нормализации и гальванического разделения через вторичные преобразователи, 16 аналоговых входных сигналов от первичных преобразователей температуры (термопреобразователей сопротивления (ТС), термоэлектрических преобразователей (ТП), токовых сигналов величиной 4–20 мА) и датчиков, имеющих выходной сигнал 4–20 мА или 0–5 В;
- FTA-52 служит для приёма 19 сигналов от двухпозиционных датчиков объекта, и установки преобразователей для гальванического разделения и нормализации дискретных сигналов;
- FTA-62 служит для гальванического разделения и усиления 18 выходных сигналов управления исполнительными механизмами технологического объекта с одновременным контролем исправности цепи управления (по требованию заказчика).

### **Построение системы МСКУ 4510-СГ**

#### *Порты последовательной связи*

Обмен информацией между регуляторами осуществляется через порты последовательной связи. Для этого регуляторы соединяются по принципу «Общей шины». По этим каналам осуществляется передача команд на пуск и останов компрессоров, синхронизация работы регуляторов скорости и нагрузки с противоположными регуляторами, передача заданий от главного регулятора, и другие виды коммуникаций внутри САУ.

Все регуляторы нагрузки и антипомпажные регуляторы соединены между собой через порт 1, которые являются самым быстродействующим. Поэтому порту осуществляется передача информации от антипомпажных регуляторов регуляторами нагрузки. По порту 2 осуществляется связь всех регуляторов со стационарным главным регулятором.

По этому порту главный регулятор собирает данные о расстоянии рабочих точек каждого компрессора от границы помпажа для формирования заданий на перераспределение нагрузки между ГПА, которое он передаёт также по этому порту.

Порт 3 связывает регуляторы нагрузки с регуляторами скорости. К порту 4 подключается стандартный персональный компьютер, в который загружается программа Workstation Operator Interface Software (WOIS).

Для подключения большого количества регуляторов к компьютеру требуется плата расширения портов (DigiBord). Обмен информацией между компьютером и системой управления производится по унифицируемому протоколу MODBUS. Через этот порт производится также ввод и корректировка параметров регуляторов с помощью программы TOOLBOX, как через рабочий компьютер, так и через подключаемый LAPTOP (переносной NoteBook), подключаемый к порту COM2 рабочего компьютера.

#### *Пульт оператора*

Пульт оператора предназначен для индивидуального управления ГПА при помощи операторской станции, а также для управления совокупностью (до 8) ГПА с любыми типами приводов, входящих в состав цеха и общецеховым оборудованием при помощи пульта оператора цехового уровня SHOIS (Shop Operator Interface Station).

В его функции входит обеспечение представления необходимой информации и выдачу команд управления с помощью программно-технического комплекса на базе ПЭВМ, организация обмена информацией с комплексами автоматики верхнего (нижнего) уровня, обеспечение информационных функций комплекса «Series 4», организация комфортного рабочего места оператора.

Индивидуальный пульт управления (ПУ) может содержать до 10 командных управляющих клавиш (согласованных с заказчиком), например: больше – меньше; НО; АО; экстренный аварийный останов; деблокировка экстренного аварийного останова; включение пиропатронов (для АСП).

Indication module (IM) – индикационный модуль представляет собой информационное цифровое 6 знаковое табло, на котором постоянно отображается один из параметров системы. Обычно комплекс содержит три IM, на которых, например, отображаются: частота вращения ТН, температура продуктов сгорания, перепад давления «масло – газ».

Machine Operator Interface Station (MOIS) – станция контроля и управления ГПА (станция операторская) представляет собой аппаратно-программный модуль, предназначенный для контроля и управления технологическим процессом в составе комплекса «Series 4».

MOIS включает в себя персональный компьютер с ОЗУ не менее 16 Мб, работающий под управлением MS WINDOWS 95 (MS Windows 3.11 или MS Windows for Work Groups), пакет прикладных программ WOIS, а также технологический интерфейс оператора ГПА.

На рисунке 7 показана структурная схема САУ и Р КС.

#### **Инструментальная система программирования промышленных контроллеров**

Прикладное программное обеспечение (ПО) современных программируемых логических контроллеров (ПЛК), имеющих встроенную операционную систему, может быть разработано как с использованием традиционных инструментальных средств (компиляторы языков СИ, Паскаль, Фортран, Бейсик и т.д.), так и на основе специализированных языковых средств. Традиционная технология требует от разработчика знаний не только в области использования языков программирования, но и особенностей операционной системы, а также аппаратных возможностей данного контроллера и

организации системы ввода/вывода. При этом разработанное ПО будет привязано только к данному типу контроллера и не может быть перенесено на другую аппаратно-программную платформу. Потребность в специальных платформах – независимых языках программирования – возникла давно. Она послужила причиной объединения усилий ведущих производителей контроллеров по разработке под эгидой Международной Электротехнической Комиссии (МЭК) стандартов на такие языки программирования ПЛК. Одной из первых реализации стала инструментальная система ISaGRAF.

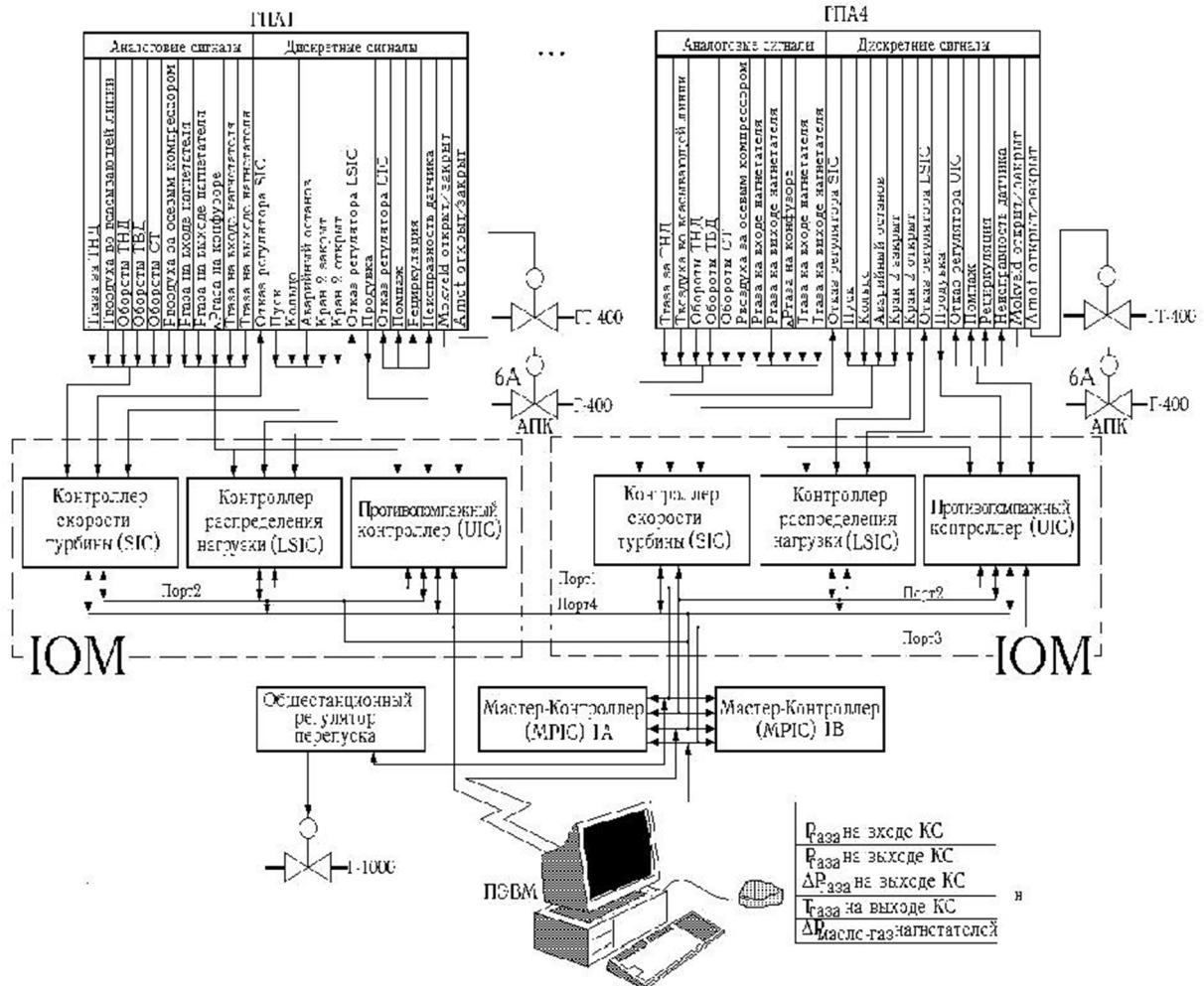


Рисунок 7 – Структурная схема CAU и P CAU

### Архитектура ISaGRAF

Система ISaGRAF состоит из двух частей: системы разработки ISaGRAF Workbench и системы исполнения ISaGRAF Target. Система разработки представляет собой набор Windows-приложений, интегрированных в единую инструментальную среду и работающих под операционной системой (ОС) Windows 95/98/NT.

Основу системы исполнения составляет набор программных модулей (для каждой целевой системы свой), выполняющих самостоятельные задачи, под управлением ядра ISaGRAF.

Ядро ISaGRAF реализует поддержку стандартных языков программирования, типового набора функций и функциональных блоков и драйверов ввода/вывода. Задача связи обеспечивает поддержку процедуры загрузки пользовательского ISaGRAF-приложения со стороны программируемого контроллера, а также доступ к рабочим переменным этого приложения со стороны отладчика системы разработки ISaGRAF. Взаимодействие систем разработки и исполнения осуществляется по протоколу MODBUS, что дает возможность доступа к данным контроллера не только отладчику

ISaGRAF, но и любой системе визуализации и управления данными (SCADA). Драйверы устройств сопряжения с объектом организуют прозрачный доступ к аппаратуре ввода/вывода. Функции пользователя реализуют процедуры и алгоритмы функций. Системные функции предназначены для описания специфики конкретной (ОС), реализованной на данном типе контроллеров.

#### *Языки программирования, реализованные в ISaGRAF*

В ISaGRAF заложена методология структурного программирования, позволяющая пользователю представить автоматизированный процесс в наиболее легкой и понятной форме. Стандартом IEC 61131-3 определяется пять языков: три графических (SFC, FBD, LD) и два текстовых (ST, IL). Помимо этих языков, ISaGRAF предлагает язык блок-схем (Flowchart). Все эти языки программирования интегрированы в единую инструментальную среду и работают с единими объектами данных.

SFC – язык последовательных функциональных схем, с помощью которого программа представляется последовательностью шагов, разделяемых переходами. Язык хорошо приспособлен для программирования задач логического управления.

FBD – графический язык диаграмм релейной логики. Язык удобен для программирования задач, например, вычислительного характера, решение которых может быть представлено функциональной схемой, состоящей из таких блоков, как сложение, умножение, интегрирование и т. д.

LD – язык релейных (лестничных) диаграмм или релейной логики. Язык удобен для программирования несложных булевых операций и для решения задач в виде релейно-контактных схем автоматики.

ST – язык структурированного текста. Относится к классу языков высокого уровня, похожих на Паскаль, удобен для программирования сложных процедур, которые трудно описать графическими языками.

IL – язык инструкций – язык низкого уровня, похож на Ассемблер и является высокоэффективным для небольших программ и для оптимизации отдельных частей сложных программ, если требуется высокое быстродействие.

Из выше перечисленных языков выбираем язык FBD, так как он наиболее приемлем как по уровню, так и по синтаксису, и удобен для реализации сложных алгоритмов и процедур.

#### *Программирование контроллера*

Работа начинается с создания проекта в ISaGRAF (File – New). В описании проекта можно указать автора проекта, его название. В самом проекте создается программа, при этом надо указать, какой язык программирования будет использоваться (Language – New Program), тип программы (начальная, последовательная, конечная).

Перед тем как вводить текст программы, необходимо объявить используемые в ней переменные (Dictionary – Global variables) (по типу: булевые, аналоговые, таймерные, сообщения, функциональные блоки; по виду: внутренние, входные, выходные).

После ввода текста необходимо проверить программу на наличие ошибок (Files – Verify). И только после этого производят присоединение переменных ввода/вывода к платам и подсоединение переменных для наблюдения за изменениями сигналов.

#### *Программирование на языке ST*

ST (Structured Text) – текстовый высокоуровневый язык общего назначения, по синтаксису ориентированный на Паскаль. Язык по умолчанию используется для описания действий внутри шагов и переходов.

ST программа – это список ST операторов. Каждый оператор заканчивается точкой с запятой.

Имена, используемые в исходном коде (идентификаторы переменных, константы, ключевые слова) разделены неактивными разделителями (пробелами, символами окончания строки и табуляции) или активными разделителями, которые имеют определенное значение (например, разделитель «>» означает сравнение «больше чем»). В текст могут быть введены комментарии. Комментарий должен начинаться с «(» и заканчиваться «)». Каждый оператор заканчивается точкой с запятой («;»).



Основные операторы языка ST:

- оператор присвоения (variable:=expression);
- вызов подпрограммы или функции;
- вызов функционального блока оператор условия (IF, THEN, ELSE);
- оператор выбора (CASE);
- итеративные (циклические) операторы (FOR, WHILE, REPEAT);
- управляющие операторы (RETURN, EXIT);
- специальные операторы для связи с такими языками как SFC.

Оператор присвоения:

«:=» – присваивает переменной значение некоторого выражения или константы:  
<переменная>:= <любое выражение или константа>.

Булевы операторы:

NOT, AND, OR, XOR.

Операторы сравнения:

<, >, =, <=, >=.

Оператор RETURN

RETURN завершает выполнение текущей программы. В блоке операций на языке SFC оператор RETURN обеспечивает конец выполнения блока.

Оператор IF-THEN-ELSE

If <условие> then <список операторов 1>: end\_if.

### **Составление алгоритма и разработка программы пуска, нормального останова и выхода в режим «Магистраль» ГПА-Ц-16**

#### *Запуск ГПА*

Пуск осуществляется автоматически. При наличии предпусковых условий. На пульте управления нажать на кнопку «Пуск» и проконтролировать по индикации выход агрегата на режим «Кольцо» в следующей последовательности:

- звуковой сигнал в отсек двигателя и нагнетателя в течение 10 с;
- включение индикации «Алгоритм автоматического пуска»;
- включение питания электродвигателя стартера;
- включение пускового насоса смазки (ПНС);
- включение пускового насоса уплотнения (ПНУ);
- при достижении перепада давления «масло – газ» больше 0,12 МПа открытие крана № 4;
- по истечении 20 с закрытие крана № 5;
- открытие крана № 1;
- закрытие крана № 4;
- открытие клапана Amot;
- включение индикации «Запуск ГПА»;
- сигнал на включение электродвигателя стартера;
- полностью открыт АПК (клапан № 6а);
- включается зажигание в камере сгорания.

Турбина начинает раскручиваться. Если не раскрутилась за 30 секунд, то срабатывает аварийная сигнализация.

В момент срабатывания конечного выключателя раскрутки ТВД больше 2600 об./мин.:

- снятие питания с электродвигателя стартера;
- включение вентиляторов воздухоочистительного устройства (ВОУ);
- включение вентиляторов обдува двигателя;
- выключается агрегата зажигание (АЗ) в КС.

При увеличении оборотов ТВД до 5900 об./мин. пусковая последовательность заканчивается:

- отключение индикации – «Запуск ГПА»;
- включение индикации – «Кольцо».

### Магистраль

Переход в режим «выход на магистраль»:

- оператор выбирает на панели управление кнопку «Магистраль»;
- режим «Кольцо» сменяется режимом «Переход кольцо-магистраль»;
- открывается кран 2;
- после прихода сигнала «Кран 2 открыт» закрывается кран ба.

При полном закрытии крана ба обобщенный режим «Переход кольцо-магистраль» сменяется режимом «Работа в магистраль».

### Нормальный останов ГПА

Вывод ГПА в режим «Нормальный останов» осуществляется из режима «Кольцо» или «Магистраль» нажатием кнопки «Нормальный останов» на панели управление. При этом САУ обрабатывает следующую последовательность действий:

- если ГПА находился в режиме «Работа в магистраль», происходит переход из магистрали в кольцо;
- после того, как ГПА перейдет в кольцо включается «РЧВ вниз» и устанавливается таймер 300 секунд;
- охлаждение двигателя продолжается 300 секунд, после чего устанавливается режим «Останов двигателя» и выдаются команды на закрытие крана 12 и СК, открытие крана 9;
- после того, как закроется кран 12 и СК и обороты ТДВ снизятся до 1300 об./мин., а обороты СТ до 300 об./мин., закрываются краны 6 и 1 и включается 300-секундный таймер «Охлаждение узлов ГПА»;
- устанавливается режим «Стравливание контура», открывается кран 5. Давление на входе и выходе нагнетателя устанавливается ниже 0,5 МПа;
- по окончании стравливания выставляется режим «Охлаждение узлов ГПА», отключается ПНУ, вентиляторы воздухоочистительного устройства и обдува двигателя;
- по достижению СТ нулевых оборотов отключается ПНС;
- по достижению ТВД нулевых оборотов режим нормального останова ГПА оканчивается, устанавливается обобщенный режим «Холодный резерв без газа».

### Выходные переменные

Питание электропривода топливного клапана	$U_{Amot}$
Открыть клапан № 6а	$U_{6a\_o}$
Открыть кран № 1	$U_{kr1\_o}$
Закрыть кран № 1	$U_{kr1\_z}$
Открыть кран № 4	$U_{kr4\_o}$
Закрыть кран № 4	$U_{kr4\_z}$
Открыть кран № 5	$U_{kr5\_o}$
Закрыть кран № 5	$U_{kr5\_z}$
Включить питание электропривода стартера	$U_{star\_on}$
Включить электропривод вентиляторов ВОУ	$U_{vou\_on}$
Включить вентилятор обдува двигателя	$U_{vent\_on}$
Отключить электропривод вентиляторов ВОУ	$U_{vou\_off}$
Отключить вентилятор обдува двигателя	$U_{vent\_off}$
Включить ПНС	$U_{pns\_on}$
Включить ПНУ	$U_{pnu\_on}$

**Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле**

Продолжение выходных переменные

Выключить ПНС	$U_{PNU\_off}$
Выключить ПНУ	$U_{PNU\_off}$
Включить электродвигатель стартера	$U_{star\_go}$
Включить зажигание в камере сгорания	$U_{ks\_on}$
Отключить агрегат зажигания в камере сгорания	$U_{ks\_off}$
Включить индикацию «Алгоритм автоматического пуска»	$I_a\_pusk$
Включить индикацию «Запуск ГПА»	$I_{gpa\_on}$
Отключить индикацию «Запуск ГПА»	$I_{gpa\_off}$
Включить индикацию «Кольцо»	$I_{kol\_on}$
Включить индикацию «Переход кольцо-магистраль»	$I_{mag\_on}$
Открыть кран № 2	$U_{kr2\_o}$
Закрыть клапан № 6а	$U_{6a\_z}$
Включить индикацию «Работа в магистраль»	$I_{go\_mag}$
Включить индикацию «Нормальный останов»	$I_{no\_mag}$
Открыть клапан № 6а	$U_{6a\_o}$
Закрыть кран № 2	$U_{kr2\_z}$
Включить «РЧВ вниз»	$U_{rcv\_on}$
Включить индикацию «Останов двигателя»	$I_{stop\_dv}$
Закрыть кран № 12	$U_{kr12\_z}$
Закрыть кран ск	$U_{krsk\_z}$
Открыть кран № 9	$U_{kr9\_o}$
Закрыть кран № 6	$U_{kr6\_z}$
Закрыть кран № 1	$U_{kr1\_z}$
Включить индикацию «Стравливание контура»	$I_{stk\_on}$
Открыть кран № 5	$U_{kr5\_o}$
Включить индикацию «Охлаждение узлов ГПА»	$I_{gpa\_ohl}$
Включить индикацию «Холодный резерв без газа»	$U_{bez\_g}$
Таймерные переменные	
Включить таймер на 10 секунд	$T_1$
Включить таймер на 20 секунд	$T_2$
Включить таймер на 30 секунд	$T_3$
Включить таймер на 300 секунд	$T_4$
Включить таймер «Охлаждение узлов ГПА» на 300 секунд	$T_5$
Входные переменные	
Команда «Пуск»	PUSK
Сигнал об окончании выдержки времени 10 секунд	$Z_1$
Сигнал об окончании выдержки времени 20 секунд	$Z_2$

Окончание выходные переменные

Сигнал об окончании выдержки времени 30 секунд	$Z_3$
Сигнал об окончании выдержки времени 300 секунд	$Z_4$
Сигнал об окончании выдержки времени 300 секунд	$Z_5$
Перепад давления в системе «Масло – газ» 0,12 МПа	dP_0.12
Кран № 4 открыт	$X_{kr4\_o}$
Кран № 1 открыт	$X_{kr1\_o}$
Кран № 5 закрыт	$X_{kr5\_z}$
Кран № 4 закрыт	$X_{kr4\_z}$
Кран Amot открыт	$X_{Amot\_o}$
Частота вращения вала силовой турбины 2600 об./мин.	n2600
Частота вращения вала силовой турбины 5900 об./мин.	n5900
Команда «Магистраль»	$X_{mag}$
Сигнал на открытие крана №2	$X_o\_kr2$
Кран № 2 открыт	$X_{kr2\_o}$
Клапан № 6а закрыт	$X_{6a\_z}$
Переход в режим «Кольцо»	$X_{go\_kol}$
Команда «Работа в магистраль»	$X_{no\_mag}$
Сигнал на открытие клапана № 6а	$X_o\_6a$
Клапан № 6а открыт	$X_{6a\_o}$
Сигнал на закрытие крана № 2	$X_z\_kr2$
Кран № 2 закрыт	$X_{kr2\_z}$
Переключение на кольцо	$X_{kol}$
Частота вращения вала силовой турбины 300 об./мин.	n300
Частота вращения вала ТВД 1300 об./мин.	n1300
Давление на входе и выходе нагнетателя 0,5 МПа	dP_0.5
Частота вращения вала силовой турбины 0 об./мин.	$n_{st}$
Частота вращения вала ТВД 0 об./мин.	$n_{TDV}$

### Литература

1. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Влияние надёжности нефтепромыслового оборудования на экологическую безопасность разработки северных нефтегазовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГУ», 2016. – 135 с.
2. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Повышение износостойкости сопряжённых деталей нефтепромыслового и бурового оборудования: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 78 с.
3. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Экологическая безопасность при разработке северных нефтегазовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 128 с.
4. Ревизин Б.С., Ларионов И.Д. Газотурбинные установки с нагнетателями для транспорта газа. – М. : Недра, 1991. – 200 с.
5. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
6. Седых З.С. Эксплуатация ГПА с газотурбинными приводами. – М. : Недра 1990. – 201 с.
7. Берман Р.Я. [и др.]. Современные цеховые системы автоматизации газокомпрессорной станции // Мир компьютерной автоматизации. – 1997. – № 3. – С. 93–96.

8. Елисеев В.В. [и др.]. Комплекс МСКУ М на объектах газовой промышленности // Промышленные АСУ и контроллеры. – 1999. – № 9. – С. 63–65.
9. Захаров Н.А. Система управления мнемощитом компрессорной станции «Тулла» // Промышленные АСУ и контроллеры. – 1999. – № 10. – С. 23–26.
10. Ивченко В.Д., Самарин А.И. Построение отказоустойчивых систем автоматического управления газотурбинными двигателями // Приборы и системы управления. – 1998. – № 11. – С. 66–68.
11. Кусов Г.В., Савенок О.В. Автоматизированная система управления установкой подготовки попутного нефтяного газа : Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей / сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь); под общ. ред. Т.М. Сигитова. – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 21–29.
12. Кусов Г.В., Савенок О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 179–197.
13. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) / Сборник научных трудов по материалам Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84–95.
14. Кусов Г.В., Савенок О.В. Влияние систем автоматизации и контроля на надёжность функционирования систем сбора, подготовки и транспорта газа / Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XII Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (31 июля 2016 года, г. Москва). – М.: Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – С. 45–48.
15. Кусов Г.В., Савенок О.В. Обоснование применимости экспоненциального закона распределения при оценке надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2016. – № 8. – С. 158–165.
16. Кусов Г.В., Савенок О.В., Бекетов С.Б. Выбор и обоснование показателей надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 4. – С. 8–12.
17. Кусов Г.В., Богатырёв В.С., Савенок О.В. Классификация отказов и анализ работы технологического нефтепромыслового оборудования в условиях Крайнего Севера // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 7/2016. – С. 64–68.
18. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая часть // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 40–51.
19. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 52–72.
20. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы сбора и подготовки газа Бованенковского месторождения / Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков: научно-информационный центр «Знание». – Ч. 2. – С. 22–29.
21. Кусов Г.В. Характеристика системы сбора и подготовки газа на Медвежьем месторождении // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 31–33.
22. Кусов Г.В., Савенок О.В., Одунлами Казим Алан. Система сбора и подготовки газа на примере УКПГ-13 Уренгойского газоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 120–133.
23. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Исследование надёжности блочных автоматизированных технологических установок // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 1. – С. 47–50.
24. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Оценка и пути повышения надёжности систем автоматизации и контроля нефтегазодобычи // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № 1. – С. 127–132.
25. Кусов Г.В. [и др.]. Анализ обустройства Вынгайхинского нефтегазового месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 89–110.
26. Кусов Г.В., Савенок О.В. Реконструкция Южно-Ягунского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 133–141.
27. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Обоснование показателей надёжности и эффективности работы средств автоматизации систем сбора и подготовки газа // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 2 (70). – С. 55–62.

28. Кусов Г.В. Анализ технологических решений утилизации попутного нефтяного газа // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 158–182.
29. Кусов Г.В., Савенок О.В. Низконапорный нефтяной газ: объёмы добычи и осложнения, возникающие при его сборе и подготовке // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 69–76.
30. Кусов Г.В., Савенок О.В. Принцип сбора и подготовки низконапорного нефтяного газа с применением гидроприводных струйных компрессорных агрегатов // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 77–82.
31. Кусов Г.В., Савенок О.В. Технологии сбора и подготовки низконапорного нефтяного газа с применением гидроприводных струйных компрессорных агрегатов на примере нефтесборного пункта «Романово» (г. Калининград) // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 83–88.
32. Никоненко И.С., Балавин М.А., Швабский В.Л. Агрегатно-цеховой комплекс управления газоконпрессорным цехом // Приборы и системы управления. – 1998. – № 10. – С. 15–19.
33. Продовиков С.Н. [и др.]. Опыт автоматизации сложных промышленных объектов на примере газоконпрессорных станций // Современные технологии автоматизации. – 1997. – № 2. – С. 66–68.
34. Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 692/2013. – С. 91–95.
35. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 10/2013. – С. 64–71.
36. 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). – Nov 2017. – Volume 2. – Issue 11. – P. 6–11.

### References

1. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Influence of reliability of oilfield equipment on ecological safety of development of northern oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House FGBOU VPO «KubGTU», 2016. – 135 p.
2. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Increase of wear resistance of the associated parts of oilfield and drilling equipment: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 78 p.
3. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Environmental safety in development of northern oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 128 p.
4. Revizin, B.S., Larionov I.D. Gas-turbine plants with compressors for gas transport. – M. : Nedra, 1991. – 200 p.
5. Savenok O.V. Optimization of Functioning of Operating Equipment for Increase of Efficiency of Oilfield Systems with Difficult Production Conditions. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.
6. Sedykh Z.S. Operation of GPA with gas turbine drives. – M. : Nedra 1990. – 201 p.
7. Berman R.Y. [et al.]. Modern Shop Automation Systems for Gas Compressor Station // World of Computer Automation. – 1997. – № 3. – P. 93–96.
8. Eliseev V.V. [et al.]. MSCM complex on the objects of gas industry // Industrial ACS and controllers. – 1999. – № 9. – P. 63–65.
9. Zakharov N.A. Mnemonic board control system of «Tulla» compressor station // Pro-industrial ACS and controllers. – 1999. – № 10. – P. 23–26.
10. Ivchenko V.D., Samarin A.I. Construction of fail-safe automatic control systems for gas turbine engines // Devices and control systems. – 1998. – № 11. – P. 66–68.
11. Kusov G.V., Savenok O.V. Automated control system for associated petroleum gas treatment unit: Modern trends in the development of oil and gas and machine-building industries / collection of scientific papers on the materials of the I International Scientific Conference (May 25, 2016, Perm); under general editorship T.M. Sigitov. – Perm : IE Sigitov T.M., 2016. – P. 21–29.
12. Kusov G.V., Savenok O.V. Modernization of the low-temperature separators at the Urengoy gas condensate field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 2. – P. 179–197.
13. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the gas treatment system at the Urengoy gas condensate field (by the example of UKPG-15) / Collection of scientific papers on the materials of All-Russian scientific-practical conference «Theoretical and applied research in the field of natural, humanitarian and technical sciences». (June 17, 2016, Pro-Kopievsk). – Prokopyevsk, 2016. – P. 84–95.
14. Kusov G.V., Savenok O.V. The influence of automation and control systems on the reliability of the systems of collection, preparation and transport of gas / Collection of articles of the international research organization «Cognitio» on the materials of the XII International Scientific Conference «Actual problems of science of the XXI century» (July 31, 2016, Moscow). – M. : International Research Organization «Cognitio», 2016. – P. 45–48.

15. Kusov G.V., Savenok O.V. Justification of the exponential distribution law applicability for the reliability assessment of the block automated oilfield equipment // *Gornyi Informational and Analytical Bulletin (scientific and technical journal)*. – 2016. – № 8. – P. 158–165.
16. Kusov G.V., Savenok O.V., Beketov S.B. Selection and justification of the reliability indicators of the block automated oilfield equipment // *Equipment and technologies for oil and gas complex*. – 2016. – № 4. – P. 8–12.
17. Kusov G.V., Bogatyrev V.S., Savenok O.V. Failure classification and analysis of the technological oilfield equipment operation in the Far North conditions // *Oil. Gas. Innovations*. – 2016. – № 7/2016. – P. 64–68.
18. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of Gas Treatment Efficiency at Gas Treatment Unit-9 of Yamburg Oil and Gas Condensate Field. Technological part // *Science. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin)*. – 2016. – № 3. – P. 40–51.
19. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of Gas Treatment Efficiency at Gas Treatment Unit-9 of Yamburg Oil and Gas Condensate Field. Upgrading of the gas drying apparatuses // *Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin)*. – 2016. – № 3. – P. 52–72.
20. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of gas collection and preparation system of Bovanenkovo local birth / Collection of articles of scientific-information center «Znaniye» on the materials of the XX International distance learning scientific-practical conference «Development of science in the XXI century». (December 13, 2016, Kharkov). – Kharkov: Scientific-Information Center «Znanie». – Part 2. – P. 22–29.
21. Kusov G.V. Characteristics of gas collection and preparation system at the Bear deposit // *Scientific forum. Siberia*. – 2016. – Part 2. – № 4. – P. 31–33.
22. Kusov G.V., Savenok O.V., Odunlami Kazim Alan. System of gas gathering and preparation on the example of UKPG-13 of Urengoy gas condensate field // *Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin)*. – 2016. – № 4. – P. 120–133.
23. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. Reliability research of the block automated bath technological installations // *Equipment and technologies for oil-and-gas complex*. – 2017. – № 1. – P. 47–50.
24. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. Estimation and ways to increase the reliability of the systems of automation and control of oil and gas production // *Gornyi information-analytical bulletin (scientific and technical journal)*. – 2017. – № 1. – P. 127–132.
25. Kusov G.V. [et al.]. Analysis of arrangement of Vyngayakhinskoe oil and gas field // *Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin)*. – 2017. – № 1. – P. 89–110.
26. Kusov G.V., Savenok O.V. Reconstruction of the Yuzhno-Yagunskoye oil field // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Part 2. – P. 133–141.
27. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. Justification of the reliability and efficiency indicators of the means of automation of the gas gathering and preparation systems operation // *Science and technology in gas industry*. – 2017. – № 2 (70). – P. 55–62.
28. Kusov G.V. Analysis of the associated petroleum gas utilization technological solutions // *Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin)*. – 2020. – № 1. – P. 158–182.
29. Kusov G.V., Savenok O.V. Low-pressure oil gas: volumes of production and complications arising during its collection and preparation // *Bulatovskie readings*. – 2020. – Part 4. – P. 69–76.
30. Kusov G.V., Savenok O.V. Principle of collecting and preparation of low pressure oil gas with the use of the hydraulic jet compressor units // *Bulatovskie readings*. – 2020. – Part 4. – P. 77–82.
31. Kusov G.V., Savenok O.V. Technologies of collecting and preparation of low pressure oil gas with the use of hydraulic jet compressor units on the example of oil gathering station «Romanovo» (Kaliningrad) // *Bulatovskie readings*. – 2020. – Part 4. – P. 83–88.
32. Nikonenko I.S., Balavin M.A., Shvabsky V.L. Aggregate and workshop complex of the gas-compressor shop control // *Devices and control systems*. – 1998. – № 10. – P. 15–19.
33. Prodovikov S.N. [et al.]. Experience of automation of complex industrial objects on the example of gas compressor stations // *Modern technologies of automation*. – 1997. – № 2. – P. 66–68.
34. Savenok O.V. Prospects for rational use of associated petroleum gas in Russia // *Gas industry. Special issue of the journal «Gazovaya Promyshlennost»: Higher education science – oil and gas industry*. – 2013. – № 692/2013. – P. 91–95.
35. Savenok O.V., Sharypova D.D. Methods and technologies of processing and efficient use of associated petroleum gas // *Petroleum. Gas. Innovations*. – 2013. – № 10/2013. – P. 64–71.
36. 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)*. – Nov 2017. – Volume 2. – Issue 11. – P. 6–11.

**ОБОСНОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ  
И ИНТЕРПРЕТАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ГИС  
ЧОКРАКСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛОЩАДИ НОВАЯ**



**SUBSTANTIATION OF PETROPHYSICAL AND INTERPRETATION  
WELL LOGGING MODELS OF CHOKRAK RESERVOIRS  
OF THE NOVAYA FIELD**

**Лешкович Надежда Михайловна**

старший преподаватель  
кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
NLeshkovich@bk.ru

**Leshkovich Nadezhda Mikhailovna**

Senior lecturer  
of oil and gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university

**Аннотация.** В статье показано, что по данным поисковых сейсморазведочных работ была выявлена, а на базе морских работ МОГТ с привлечением других геофизических методов электроразведки, грави- и магниторазведки была детализирована (уточнены её местоположение и размеры) и подготовлена к бурению площадь Новая. Данная структура расположена в юго-восточной части Темрюкского залива, в прибрежно-морской транзитной зоне, а в тектоническом плане на южном борту Индоло-Кубанского прогиба в области развития диапировой тектоники. Выполнено описание геологического строения района работ, стратиграфии и лито-фациальной характеристики, тектоники, нефтегазонасности и гидрогеологических условий залегания чокракских отложений. Проведено обоснование комплексной интерпретации данных ГИС в терригенных отложениях Западно-Кубанского прогиба, определение пористости и насыщенности продуктивных коллекторов в скважине № 1 Новая, а также обоснование петрофизических моделей и составление промыслово-геофизической характеристики чокракских коллекторов на площади Новая.

**Annotation.** The article shows that according to the data of prospecting seismic exploration, it was revealed, and on the basis of offshore operations common depth point method with the involvement of other geophysical methods of electrical exploration, gravity and magnetic prospecting was detailed (its location and dimensions were specified) and prepared for drilling the Novaya area. This structure is located in the southeastern part of Temryuk Bay, in the coastal-marine transit zone, and in tectonic terms on the southern edge of the Indolo-Kuban trough in the area of diapir tectonics development. A description of the geological structure of the area of work, stratigraphy and lithofacies characteristics, tectonics, oil and gas content and hydrogeological conditions of the Chokrak deposits have been performed. The substantiation of complex interpretation of well logging data in terrigenous deposits of the West Kuban trough, determination of porosity and saturation of productive reservoirs in well No. 1 Novaya, as well as justification of petrophysical models and compilation of field-geophysical characteristics of Chokrak reservoirs on the Novaya field were carried out.

**Ключевые слова:** геологическое строение месторождения; стратиграфия и лито-фациальная характеристика; комплекс лабораторных и промыслово-геофизических исследований в скважине № 1 Новая; технология комплексной интерпретации данных ГИС; обоснование интерпретационных моделей ГИС; обоснование петрофизических моделей чокракских коллекторов; промыслово-геофизическая характеристика чокракских коллекторов.

**Keywords:** geological structure of the deposit; stratigraphy and lithofacies characteristics; a complex of laboratory and field-geophysical studies in well No. 1 Novaya; technology for complex interpretation of logging data; substantiation of interpretation logging models; substantiation of petrophysical models of Chokrak reservoirs; field geophysical characteristics of the Chokrak reservoirs.

### Геологическая характеристика района работ

Площадь Новая расположена в пределах юго-восточной части Темрюкского залива Азовского моря, в непосредственной близости от Куликовского лимана (рис. 1). В 16 км юго-западнее от неё расположен г. Темрюк, в административном плане месторождение входит в Темрюкский район Краснодарского края.

Площадь Новая расположена в западной части Прикубанской низменности высотой над уровнем моря от 0–7,5 м. Основной особенностью местности является чередование песчаных гряд, плавней и лиманов, глубина воды в которых не превышает 3 м.





КОМЭ ПО «Союзморгео». Сейсмические исследования мелководной и транзитной зоны юго-восточного побережья Темрюкского залива начались лишь в начале 90-х годов прошлого века.

В пределах нефтегазоносного Прибрежно-Морозовского района Западно-Кубанского прогиба, начиная с 1983 года, пробурено более сотни скважин на чокракские отложения, выявлено более двадцати месторождений лёгкой нефти и газоконденсата. В непосредственной близости выявлены на площадях ЮМГ, Чумаковское и Прибрежное.

Геологоразведочные работы по изучению осадочного комплекса в районе структуры Новая проводились, начиная с 1990 года. Так, в 1990 году КОМЭ ПО «Союзморгео» в ходе планомерных сейсмических исследований Темрюкского залива по редкой сети профилей закартирована синклиналичная зона, смежная с севера со структурой Новая.

В 2003–2006 гг. в рамках утверждённой ООО «НК «Приазовнефть» программы работ по изучению Темрюкско-Ахтарского лицензионного участка проведены обобщающие исследования по литофациальной зональности, прогнозу коллекторов и их насыщению группами специалистов КОМЭ ПО «Союзморгео», ФГУП ГНЦ «Южморгеология», ОАО «Лукойл – Нижневожскнефть», ООО СК «Петроальянс», ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция», ООО «ЛУКОЙЛ – ВолгоградНИПИморнефть».

В результате обработки и интерпретации материалов сейсмических исследований в 2004 году была выявлена структура Новая, на которую по материалам детализационных сейсмических работ 2005 года составляется паспорт и обоснование для подготовки её к бурению. Работы выполнялись по заданию ООО «НК Приазовнефть» Краснодарской опытно-методической экспедицией (КОМЭ) ГУП «Союзморгео».

Основным перспективным объектом считалась ловушка III1 в пачке чокракских отложений. В декабре 2006 года согласно проекту поискового бурения начато и в сентябре 2007 года закончено бурение поисковой скважины № 1. В результате опробования коллекторов III пачки получен промышленный приток углеводородов. В скважине проведён широкий комплекс геофизических исследований. В результате анализа и обобщения материалов геофизических исследований, данных комплексного изучения керна, шлама и пластовых флюидов обоснована геологическая модель залежи, определены подсчётные параметры и проведён подсчёт запасов углеводородов.

### **Стратиграфия и литолого-фациальная характеристика разреза**

В пределах береговой и морской части Темрюкского залива бурением вскрыты отложения от миоцена до антропогена. Литолого-стратиграфическая характеристика площади Новая составлена с учётом стратиграфических схем, разработанных А.К. Богдановичем и В.Н. Буряком (рис. 2). Геолого-геофизический разрез по скважине №1 Новая представлен на рисунке 3.

#### *Неоген*

##### *Верхнемайкопская подсерия*

В пределах Темрюкского залива вскрыта только верхняя часть майкопской серии (сотни метров). Верхнемайкопские отложения сложены глинами тёмно-серыми до чёрных, листоватыми, гидрослюдистыми, тонкослоистыми, плотными, аргиллитоподобными, известковистыми.

Майкопские глины отличаются от вышележащих тархан-чокракских глин низким содержанием мелкопесчаного (до 0,5 %) и алевроитового (до 30 %) материала и резким повышением рассеянного органического вещества.

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

##### *Средний миоцен*

На рассматриваемой территории средний миоцен подразделяется на тарханский, чокракский, караганский и конкский ярусы. Наиболее хорошо охарактеризован микрофауной перспективный для поисков углеводородов чокракский горизонт.





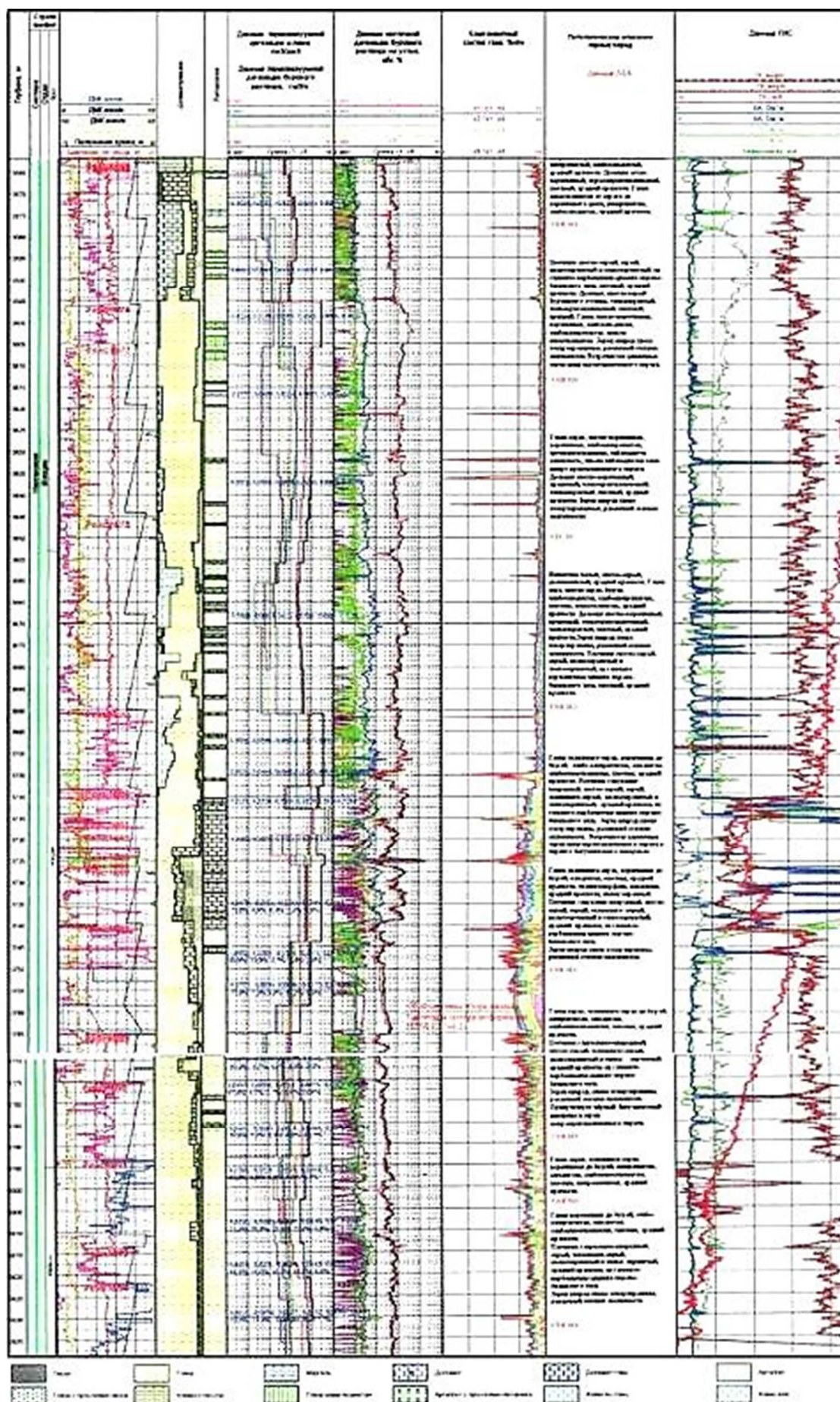


Рисунок 3 – Геолого-геофизический разрез по скважине № 1 Новая

### *Чокракский ярус*

По литолого-стратиграфическим и сейсмическим признакам в чокракском разрезе выделяют нижнечокракские отложения.

#### *Нижнечокракские (среднечокракские) отложения*

Нижнечокракские отложения залегают на майкопском горизонте со стратиграфическим и нередко угловым несогласием.

По данным описания изучения керна и шлама, петрофизическим исследованиям и результатам ГИС нижнечокракские отложения в скважине № 1 Новая сложены глинистыми породами, в которых в интервале 3710,5-3741,2 м залегает III песчано-алевролитовая пачка.

Глины тёмно-серые с коричневым или голубоватым оттенком, слоистые, неяснослоистые, листовые, гидрослюдистые, в разной степени известковистые и алевролитовые. В глинах встречаются включения микрофауны, пирита, обугленных растительных остатков, тонкие прослои алевролитов, мергелей и известняков. В глинах преобладает пелитовая (44,3 %) и алевролитовая (27,7 %) фракции. Минералогическая плотность глин составляет в среднем 2,73 г/см<sup>3</sup>, объёмная плотность варьирует от 2,3 до 2,7 г/см<sup>3</sup> при среднем значении 2,51 г/см<sup>3</sup>. Пористость глин составляет в среднем 12,7 %, карбонатность – 12,9 %.

Достаточно высокая проницаемость образцов глин  $K_{пр}^{ср} = 15,9$  мД, вероятнее всего, связана с техногенной трещиноватостью, образовавшейся в процессе отбора керна.

По материалам геофизических исследований глины характеризуются низкими (1–2 Ом·м) удельными сопротивлениями, повышенными показаниями ГК (до 9–10 мкР/час), высокой нейтронной пористостью (36–38 %) и интервальным временем продольной волны (380 мкс/м).

III пачка сложена песчано-алевролитовыми породами. Песчаники и алевролиты светло-серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, глауконито-кварцевые, слабоглинистые и неизвестковистые, слабо- и среднесцементированные. В целом по минералогическому составу скелет породы III пачки является мономинеральным кварцевым, но с существенным содержанием глауконита. По гранулометрическому составу в скелетном компоненте преобладает мелкозернистая (0,25–0,1 мм), песчаная (43,3 %) и крупноалевритовая (0,1–0,05 мм) (20 %) фракции.

Пористость песчано-алевритовых коллекторов изменяется в узких пределах и составляет в среднем 19,6 %, проницаемость варьирует от 15 до 500 мД ( $K_{пр}^{ср} = 195$  мД). По данным ГИС III пачка характеризуется повышенными удельными сопротивлениями (7–70 Ом·м). Наблюдается понижающее проникновение фильтрата промывочной жидкости, что является качественным признаком нефтегазонасыщенности коллекторов.

#### *Верхнечокракские отложения*

Регионально распространены в Западно-Кубанском, Керченско-Таманском прогибах и на Тимашевской ступени.

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

Известняки тёмно-серые и тёмно-серые с коричневым оттенком, массивные, очень крепкие, доломитизированные. Мергели тёмно-коричневые, плотные, массивные, очень крепкие, с оскольчатой изломом, доломитизированные, с налётами, прожилками и линзами белого и кремового кальцита. Алевролиты от серых до тёмно-серых, песчаные, кварцевые, плотные, средней крепости, на глинистом цементе. Песчаники серые кварц-глауконитовые, плотные, крепкие, на глинистом, местами на карбонатном цементе.

Толщина верхнего чокрака на площади Новой составляет 36 м, общая толщина чокракского яруса 143 м.

### *Караганский ярус*

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

Глины серые, тёмно-серые до чёрных, тёмно-серые с коричневатым оттенком, слабоалевролитов-сланцевые, слегка песчаные, сильно-слабокарбонатные и некарбонатные, плотные, местами слаботрещиноватые.

Мергели серые и тёмно-серые, очень крепкие, сильно доломитизированные, переходящие в доломит. Толщина прослоев от нескольких мм до 7–10 см. Песчаники серые и светло-серые, мелкозернистые, карбонатные, толщина прослоев от 1–5 мм до 1–7 см.

Известняки серые, светло-серые, коричневатые и бежевого цвета, доломитизированные, пелитоморфные, неслоистые, с ровным изломом, слаботрещиноватые. Толщина прослоев 1–4 см. Доломиты серые, коричневатые-серые, плотные, неслоистые, толщина прослоев 1–2 см.

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

На площади Новой толщина карагана составляет 176 м.

### *Верхний миоцен*

Представлен двумя ярусами: сарматским и меотическим.

### *Сарматский ярус*

Сарматский ярус подразделяется на три подъяруса: нижний, средний и верхний. Отложения нижнесарматского подъяруса представлены глинами серыми, тёмно-серыми до чёрных, карбонатными, песчаными, слюдяными, с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей и известняков толщиной 2–5 см, реже до 0,4–1 м, а также песчаниками, алевролитами и мергелями. На площади Новой толщина нижнего сармата составляет 105 м.

Отложения среднего сармата представлены глинами серыми, тёмно-серыми до чёрных, песчаными, карбонатными, с тонкими и редкими прослоями песчаников, алевролитов, мергелей и известняков. В осевой части Темрюкской синклинали этот горизонт имеет максимальную (до 70–85 м) общую толщину. На площади Новая толщина среднего сармата 264 м.

Разрез верхнесарматского подъяруса сложен глинами серыми, тёмно-серыми, карбонатными, плотными, с частыми прослоями мергелей, известняков и песчаников. На площади Новой толщина верхнего сармата составляет 232 м, общая толщина сарматского яруса – 601 м.

### *Меотический ярус*

Меотический ярус со стратиграфическим и угловым несогласием залегает на сарматском. В осевой части, в том числе на площади Новой, характеризуется полным разрезом и согласно залегает на подстилающих отложениях.

Разрез меотического яруса сложен глинами серыми, зеленовато-серыми, алевролитовыми, слюдяными, карбонатными с мощными пластами и пачками песчаников, песков и алевролитов светло-серых, мелкозернистых, преимущественно некарбонатных.

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

Толщина меотического яруса в районе скважины № 1 составляет 615 м.

### *Нижний плиоцен*

Отложения понтийского яруса представлены глинами серыми и тёмно-серыми, карбонатными, песчаными, слюдяными, с прослоями и пластами песчаников (песков) серых, тёмно-серых, карбонатных, реже – мелкозернистых.

Песчаные прослои объединены в II и III промысловые горизонты. Максимальные суммарные толщины (до 320 м) горизонты имеют на северном борту Темрюкской син-

клинали. В южном направлении горизонты постепенно выклиниваются. В осевой части и на южном борту синклинали, на площадях Гарбузовская, Становая и Рисовая толщины горизонтов не превышают 15–30 м.

На площади Новой толщины II и III горизонтов составляют 18 и 58 м. Общая толщина яруса – 711 м.

#### *Средний плиоцен*

##### *Киммерийский ярус*

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

Нижняя часть сложена глинами серыми, тёмно-серыми, некарбонатными, алевритистыми, слюдистыми, плотными, средней крепости, с обуглившимися растительными остатками и редкими прослоями и линзами сидерита толщиной от 1-2 см до 15-20 см. Верхняя часть киммерия песчано-глинистая. Пески серые и светло-серые, некарбонатные, местами глинистые, слоистые, с прослоями глин серых, некарбонатных, слабопесчаных, плотных.

Общая толщина киммерийского яруса на площади Новой составляет 515 м.

#### *Верхний плиоцен*

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

Глины встречаются двух типов: в низах куюльника преобладают голубовато-серые, карбонатные, в верхней части – пестроокрашенные, бесструктурные, песчаные, с карбонатными включениями. Пески буровато-жёлтые и светлые, рыхлые, мелко- и разнозернистые, часто с включениями галек древних пород. Толщина куюльницкого яруса 1025 м.

#### *Антропоген + нерасчленённый верхний плиоцен*

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

### **Тектоника**

В тектоническом плане площадь Новая расположена в пределах осевой части Западно-Кубанского прогиба, западным продолжением которого в пределах акватории Азовского моря является Индоло-Кубанский прогиб (рис. 4).

Западно-Кубанский прогиб – геоструктура II порядка, имеющая платформенное основание и заложенная в начале олигоценового времени. Геоструктура выполнена мощным орогенным песчано-глинистым комплексом олигоцена-антропогена. На юге ЗКП через Ахтырскую шовную зону сочленяется с мегантиклинорием Большого Кавказа, а на севере по Новотитаровскому разлому – с Тимашевской ступенью. Восточное замыкание прогиба сочленяется с Адыгейским выступом. В западном направлении прогиб расширяется, и глубина подошвы майкопских отложений вдоль осевой части в этом направлении изменяется от 2000 до 6000 м.

Аналогично изменяется и глубина залегания палеозойского фундамента. По данным геофизических исследований на востоке она составляет 4,5 км, на западе, в районе Анастасиевского-Троицкого месторождения – 12 км.

В восточной части прогиба по отложениям палеозоя и мезозоя выделяется Шапсуго-Апшеронский вал. Пологий северный борт ЗКП постепенно переходит в широкую осевую часть. В пределах борта отложения понта и меотиса осложняют малоамплитудные складки-уплотнения (Славянская, Фрунзенская и др.).



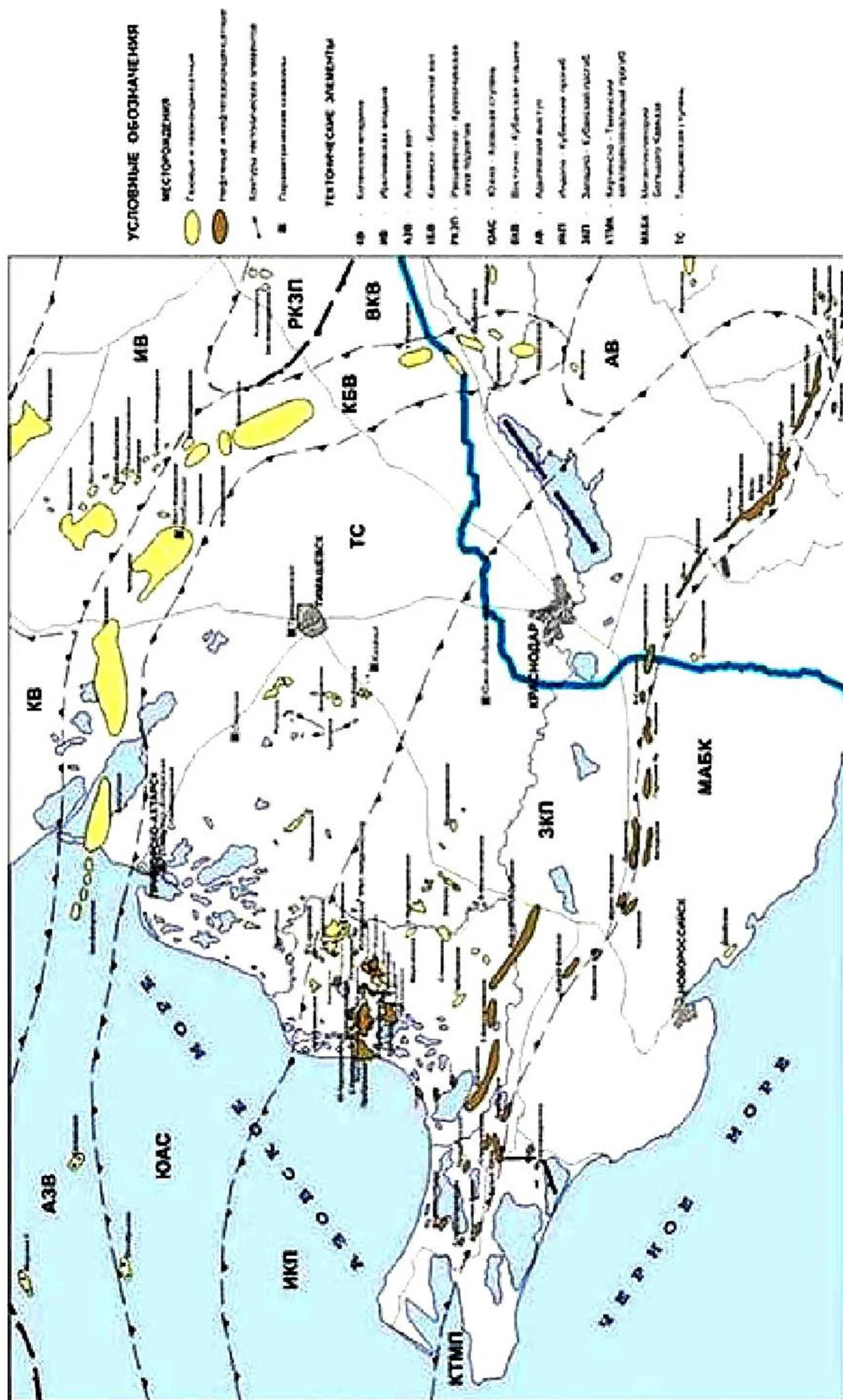


Рисунок 4 – Тектоническая схема



По данным сейсморазведки в интервале средний миоцен-майкоп на северном борту установлено наличие «блоков оползания», ограниченных гравитационными разрывными нарушениями, погружающихся в сторону прогиба, а также палеоврезов в теле пород эоцена, выполненных майкопскими отложениями древних русел.

Южный складчатый борт прогиба имеет двухъярусное строение, обусловленное особенностями его развития.

Западно-Кубанский прогиб по олигоцен-миоценовым отложениям, как новообразованная, геотектоническая структура, частично унаследовал более узкий палеоцен-эоценовый Афицкий флишевый прогиб. Поэтому в осевой части ЗКП эоцен и майкоп связаны согласным переходом.

Раннемайкопская фаза складчатости вовлекла в складкообразование северо-западное окончание мегантиклинория Большого Кавказа и южную часть бывшего Афицкого прогиба. В связи с этим средний майкоп и более молодые отложения до понта включительно в этой части региона резко несогласно контактируют с палеоцен-эоценовыми. На некоторых участках борта верхний структурный этаж нарушен разрывами незначительной амплитуды.

Нижний структурный ярус во вскрытой скважинами части сложен эоценом, палеоценом, мелом и характеризуется сжатыми, опрокинутыми преимущественно на север, разбитыми нарушениями складками (Абино-Украинская, Ахтырско-Бугундырская, Зыбза – Глубокий Яр).

Согласно геотектоническому районированию площадь Новая находится в пределах Темрюкской синклинали, расположенной в западной, наиболее погруженной части Славянско-Рязанской мегасинклинали.

Темрюкская синклиналь характеризуется интенсивными пликтивно-дизъюнктивными дислокациями и нефтегазоносностью миоценовых и плиоценовых отложений. Характерной особенностью структуры олигоцен-плиоценовой Темрюкской синклинали является резкая асимметричность её поперечного профиля. Она заключается в наличии обширного, моноклинально построенного северного борта синклинали и на порядок более узкого южного борта.

Моноклиналь северного борта осложнена пликтивно-дизъюнктивными дислокациями и осложнениями седиментационной природы (Прибрежно-Новотитаровская зона).

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

Нижний ярус представлен глинистой толщей нижнего-среднего майкопа, характеризующейся преимущественно отсутствием замкнутых структурных осложнений в нижнем и среднем майкопе. Исключением являются складки Новая, Геленджикская, Свистельниковская, Башьтанная и некоторые другие.

Средний ярус сложен глинистыми и глинисто-карбонатными с прослоями песчаников, пликтивно дислоцированными отложениями верхнего майкоп-сармата. По критерию наличия резервуарных песчаных коллекторов целевым стратиграфическим подразделением среднего структурного яруса являются чокракские отложения.

Верхний структурный ярус Темрюкской синклинали представлен глинисто-песчаной толщей меотиса-плиоцена, характерной чертой которых является наличие малоамплитудных поднятий. В понтическом и меотическом ярусах выделяется несколько мощных высокорезервуарных алевро-песчаных пачек.

С учётом результатов бурения скважины № 1 Новая, а также ранее проведённых сейсмических исследований уточнено тектоническое строение площади Новая. По отражающему сейсмическому горизонту CIII (кровля III пачки чокрака) площадь Новая представлена антиклинальной складкой субширотного простирания (рис. 5 и 6). Замыкается складка изогипсой на отметке – 3510 м и имеет высоту более 100 м. Размеры складки в указанных границах равны 3,5×1,7 км. Складка осложнена в сводовой части разрывным нарушением, амплитуда которого составляет 10 м.

### **Нефтегазоносность**

Площадь Новая приурочена к Западно-Кубанскому прогибу, в пределах которого регионально нефтегазоносным является миоценовый комплекс.

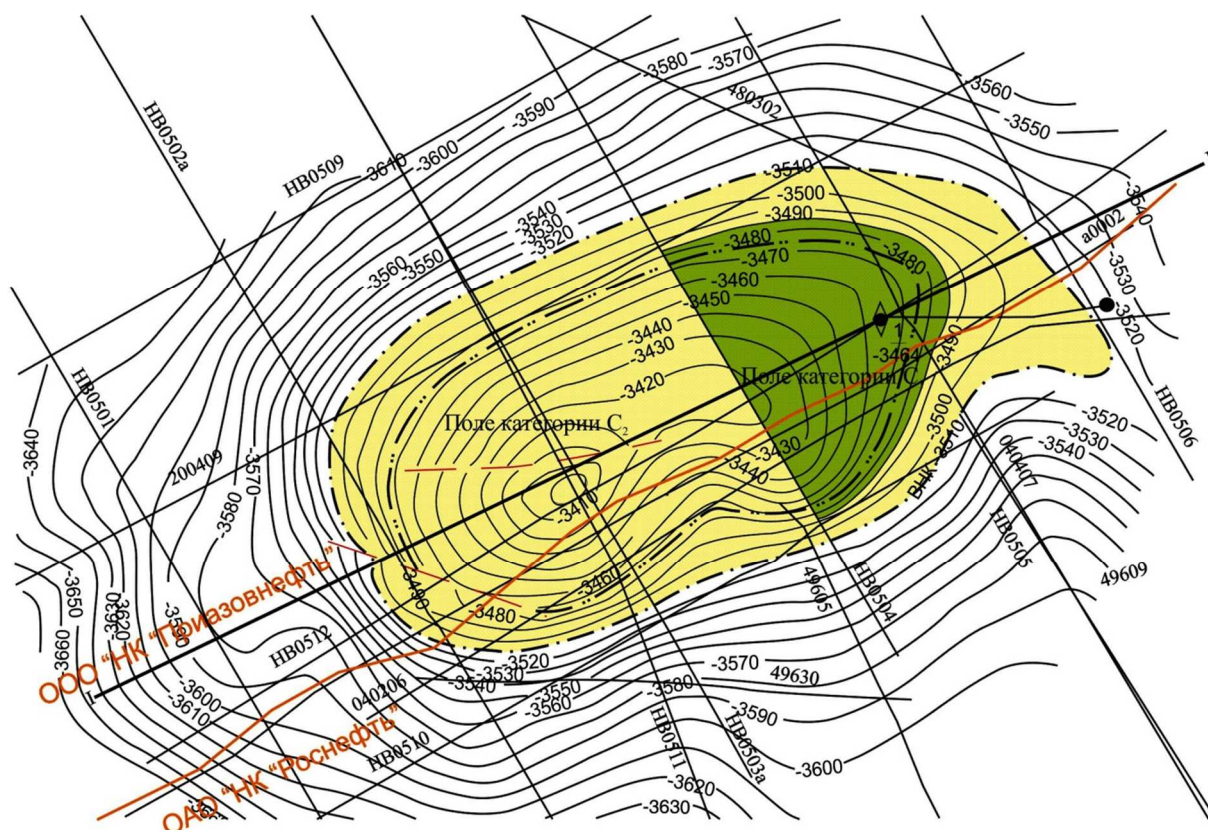


Рисунок 5 – Структурная карта по кровле коллекторов III пачки чокрака

С терригенными отложениями среднего миоцена связаны чокракские промышленные залежи углеводородов, установленные на ряде площадей Прибрежного и Сладковско-Морозовского районов. Указанные залежи характеризуются сложным геологическим строением, наличием аномально высоких давлений, сложным фазовым составом пластового флюида, значительной изменчивостью толщин и коллекторских свойств продуктивных пачек.

Ближайшие к площади Новая промышленные залежи углеводородов в чокракских отложениях установлены на площади Прибрежная, Чумаковская и пачки ЮМГ.

Месторождение Прибрежное открыто в 1985 году, когда при испытании I пачки чокракских отложений был получен приток углеводородов. Позже в пределах площади были открыты залежи углеводородов в нижнечокракских пачках чокракского яруса.

Месторождение Чумаковское открыто в 2005 году. При опробовании III0 пачки чокракского яруса в скважине № 1 в интервале 3448,4–3458,6 м получен приток нефти и растворённого газа с дебитами 281,6 м<sup>3</sup>/сут. и 73,39 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 6,2 мм. Пластовое давление, приведённое к глубине 3453,5 м, составило 61,26 МПа, коэффициент аномальности 1,81.

Месторождение ЮМГ открыто в 2006 году при испытании III0 и III1 пачки чокракских отложений в скважине № 1. При опробовании III0 в интервале 3168,8–3170,8 м получен приток конденсата 85,8 м<sup>3</sup>/сут. и газа 124,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 6,1 мм. Пластовое давление на глубине 3159,8 м составило 58,24 МПа, коэффициент аномальности 1,87. Пачка III1 испытана в интервале 3176,8–3182,0 м, в результате получены конденсат и газ с дебитами 69,6 м<sup>3</sup>/сут. и 156,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 4,1 мм. Пластовое давление на глубине 3179,4 м составило 58,33 МПа, коэффициент аномальности 1,87.

На площади Новая залежь углеводородов открыта в скважине № 1. При испытании III пачки чокракских отложений в интервале 3710,4–3730,4 м получен приток нефти с дебитом 205,7 м<sup>3</sup>/сут. и газа 244,22 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 7,5 мм (рис. 7). Пластовое давление составляет 61,5 МПа.

Залежь пластовая, сводовая, эффективная толщина коллекторов III продуктивной пачки равна 28,6 м (рис. 8), они сложены слабоглинистыми, некарбонатными, достаточно отсортированными мелкозернистыми песчано-алевритовыми породами. ВНК в залежи не вскрыт и принят отметке – 3510 м (последняя замкнутая изогипса ловуш-

ки). Залежь приурочена к ловушке структурного типа, осложнена в сводовой части тектоническим нарушением и ограничена линией контура нефтеносности, проведённого по отметке – 3510 м. Размеры её в этих границах равны 3,5×1,7 км, высота более 100 м.

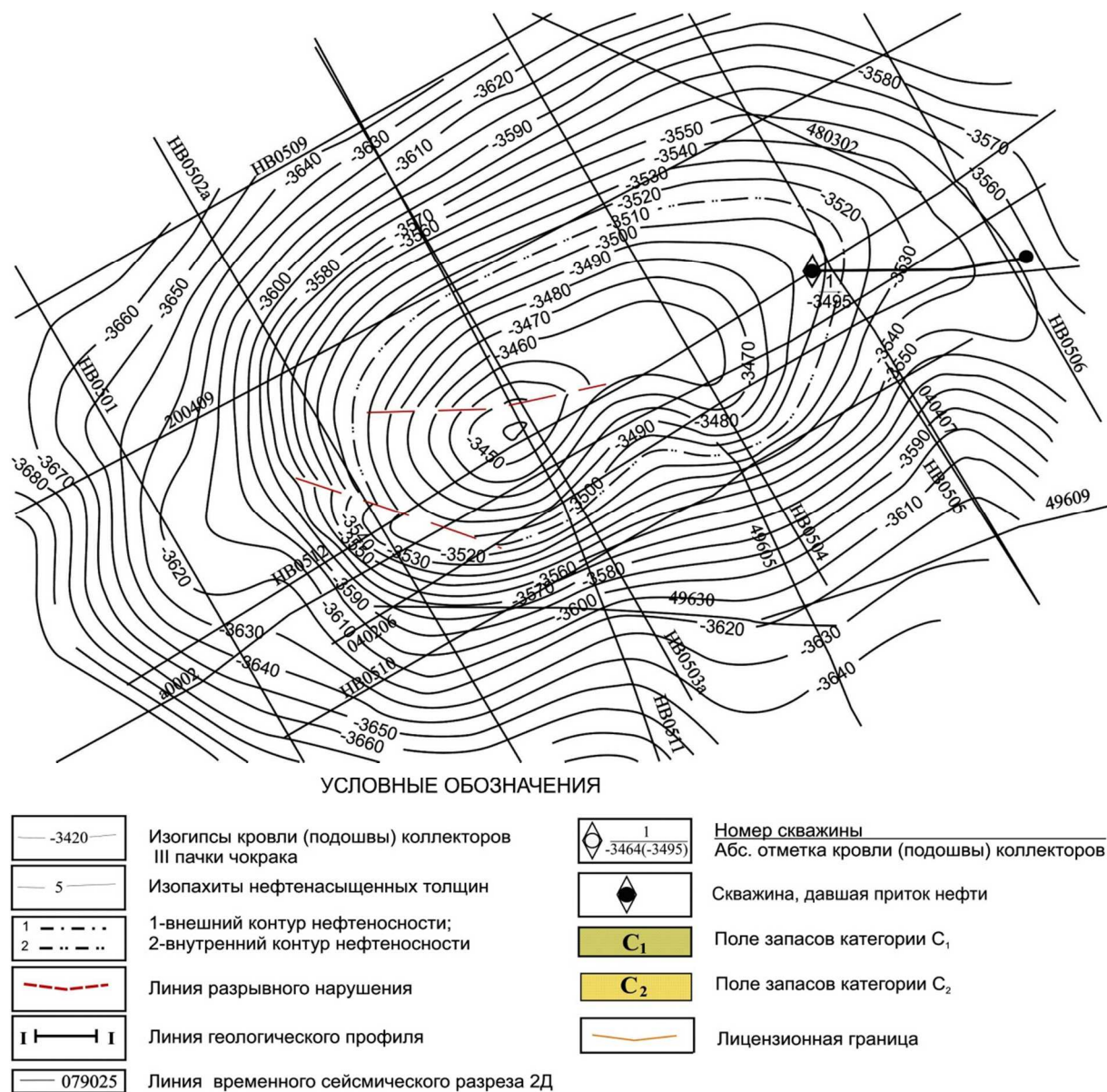


Рисунок 6 – Структурная карта по подошве коллекторов III пачки чокрака

### Гидрогеологические условия

Нижним региональным водоупором чокракского водоносного комплекса являются глинистые майкопские отложения, толщины которых в осевой части ЗКП составляют свыше 3000 м. Сверху чокракский комплекс изолирован глинами карагана, толщины которых в пределах ЗКП изменяются от нескольких десятков до первых сотен метров.

За область питания чокракского водоносного комплекса традиционно принимаются выходы чокрака на дневную поверхность в междуречье Белой – Урупа, расположенные на абсолютных отметках 400–500 м. В соответствии с этим приведённые гидростатические напоры на близлежащих площадях (Ярославская, Лабинская и др.) составляют 300–480 м над уровнем моря. В платформенной части Западного Предкавказья, т.е. на площадях Адыгейского выступа, Восточно-Кубанской впадины и Ейско-Березанского района, где рассматриваемый водоносный комплекс сложен хорошо непроницаемыми песчано-алевритовыми породами, напоры закономерно снижаются от области выходов чокрака в сторону Ейского полуострова от 500 до 100 м.



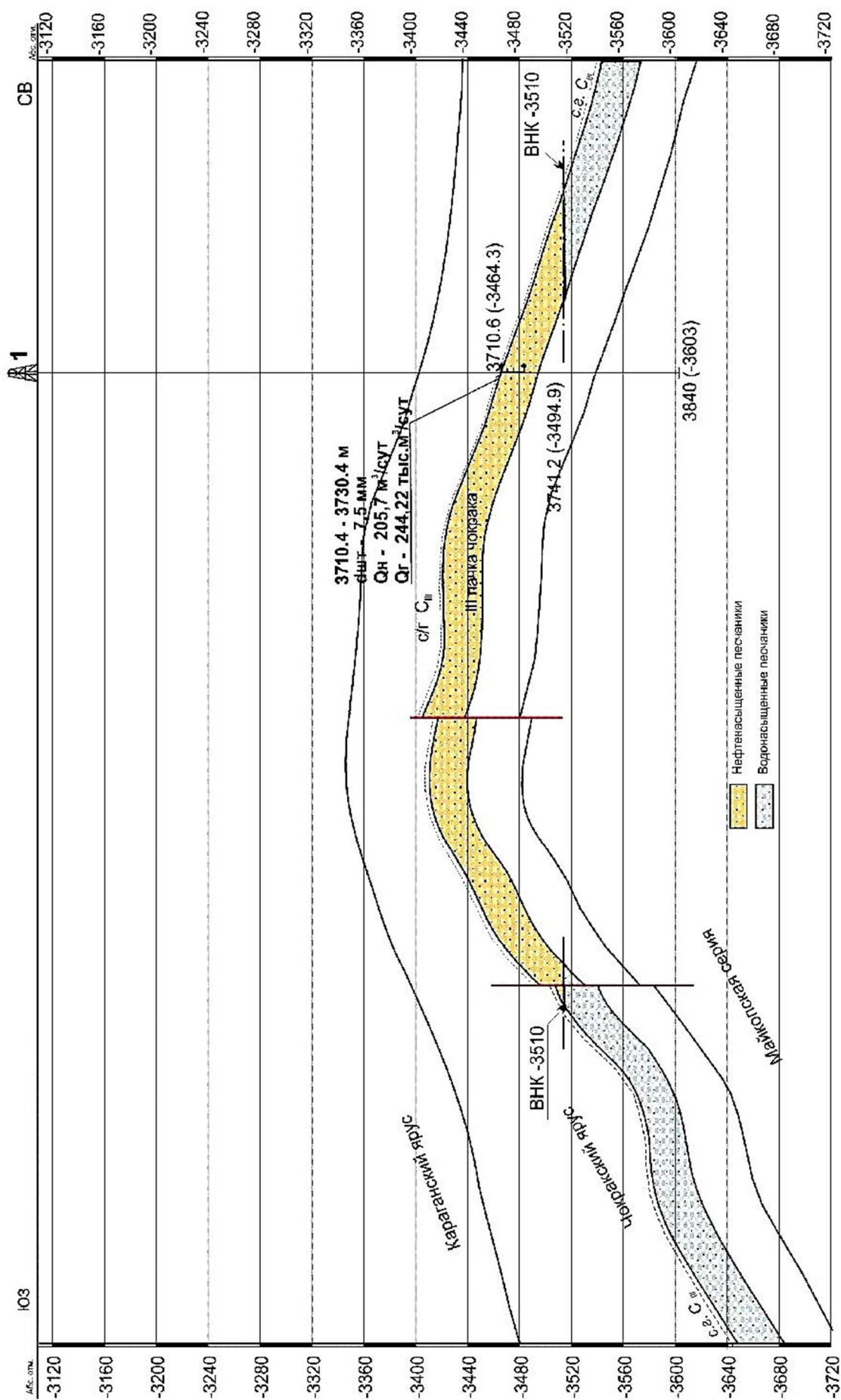


Рисунок 7 – Геологический профиль по линии I-I

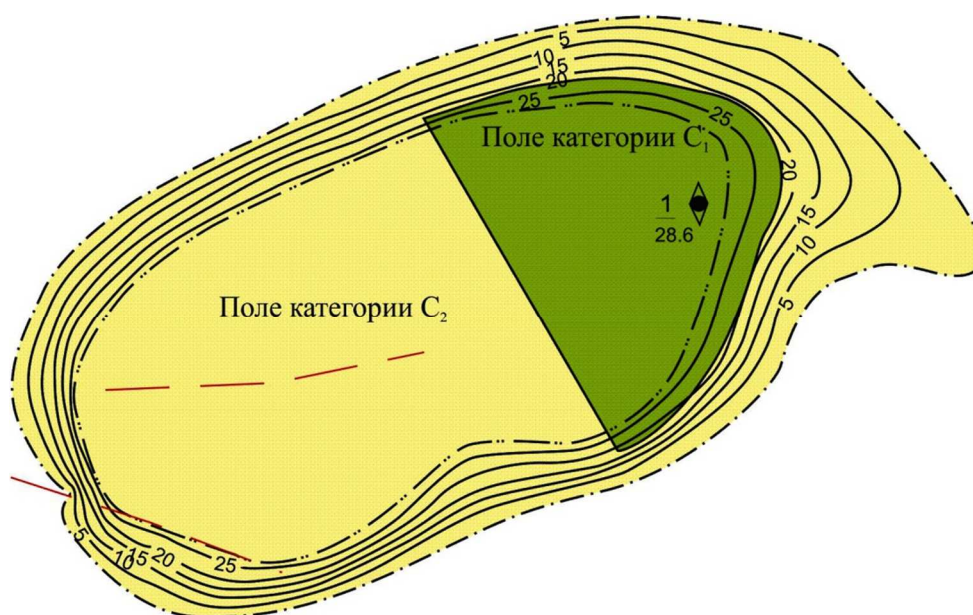


Рисунок 8 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин III паки чокрака

Химический состав пластовых вод чокракских отложений ЗКП отличается однородностью. Воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу с минерализацией 450–570 мг-экв./л.

Солевой состав изменяется в небольших пределах. Плотность при 20 °С изменяется от 1,004 до 1,009 г/см<sup>3</sup>; щелочность от 7,5 до 8,3; солёность равна 1,59° Бомэ; общая минерализация 13,25–16,68 г/л или 453,4–570,6 мг-экв./л; содержание хлора – 4,63–5,80 г/л; аммиака – 29,9–34 мг/л; бора – 64,8–101,5 мг/л; брома – 46,6–56,4 мг/л; йода – 31,37–47,59 мг/л; фенолов – 5,09–9,80 мг/л.

Пластовые воды чокракского горизонта отличаются сравнительно невысокой степенью минерализации при довольно значительных дебитах и высокой пластовой энергией, связанной с явлениями АВПД. Эти воды могут быть использованы в народном хозяйстве.

### Комплекс лабораторных и промыслово-геофизических исследований в скважине № 1 Новая

#### Лабораторные исследования

При бурении скважины № 1 Новая в продуктивной пачке чокракских отложений, залегающей на глубине 3710,6–3741,1 м, проведён сплошной отбор керна с высоким (от 74 до 97 % при среднем значении 86,4 %) выносом (табл. 1). Это обеспечивает надёжное изучение петрофизических параметров вскрытых пород.

Таблица 1 – Освещённость керновым материалом разреза скважины

Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Вынос керна, м	Вынос керна, %	Количество исследованных образцов	Количество образцов на 1 м проходки
1	2	3	4	5	6
2730,0–2731,2	1,2	0,34	28,3	–	–
3433,7–3441,0	7,3	7,3	100	5	0,7
3596,0–3605,0	9,0	9,0	100	10	1,1
3690,0–3708,0	18,0	14,3	79,4	14	0,8
3708,0–3715,1	7,1	6,7	94,4	12	1,7
3715,1–3718,3	3,2	2,8	87,5	11	3,4
3718,3–3722,9	4,6	4,45	96,7	14	3,0

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6
3722,9–3724,9	2,0	1,9	95	5	2,5
3724,9–3726,4	1,49	1,45	97,3	5	3,4
3726,4–3740,4	14,0	11,2	80	32	2,3
3740,4–3758,5	18,1	18,1	100	18	1,0
3779,0–3797,0	18,0	13,5	75	7	0,4
3811,0–3820,0	9,0	6,6	74	7	0,8
Всего	112,99	97,64	86,4	140	1,24

Как видно из представленной таблицы, проходка с отбором керна в скважине составила 112,99 м. Вынос керна изменяется от 28,3 до 100 % и в среднем составляет 86,4 %. В интервале 2730,0–2731,2 м вынос керна составляет всего 28,3 %. Такой низкий вынос обусловлен, очевидно, тем, что в данном интервале преобладают тонкослоистые глины, часть которых разрушилась.

Петрофизические исследования керна проведены в лабораториях ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» (далее по тексту НТЦ) и ОАО НПЦ «Тверьгеофизика» (далее по тексту НПЦ).

В результате петрофизических исследований в лаборатории НТЦ на 74 образцах керна продуктивной пачки и 22 образцах вмещающих глин определены: минералогическая  $\rho_{\text{мин}}$  и объёмная  $\rho_{\text{об}}$  плотность, общая пористость  $K_{\text{п}}^{\text{общ}}$  и пористость насыщения  $K_{\text{п}}^{\text{нас}}$ , насыщенность углеводородами  $K_{\text{н}}^{\text{керн}}$  и водой  $K_{\text{в}}^{\text{керн}}$ , проницаемость  $K_{\text{пр}}$  по трём направлениям, карбонатность  $S_{\text{кар}}$ , гранулометрия с определением содержания песчаной  $S_{\text{пес}}$ , алевроитовой  $S_{\text{ал}}$  и глинистой  $S_{\text{гл}}$  фракций. Кроме того, на выборке 40 образцов измерены удельные сопротивления полностью водонасыщенных образцов  $c_{\text{вп}}$ . Затем центрифугированием поэтапно снижалась и измерялась их водонасыщенность  $K_{\text{в}}$  и удельные сопротивления  $c_{\text{вп}}$ . При этом минимальная неснижаемая водонасыщенность с некоторым приближением может быть принята за остаточную  $K_{\text{во}}$ .

В лаборатории НПЦ на 40 образцах из продуктивной пачки определены пористость насыщения  $K_{\text{п}}^{\text{нас}}$  и проницаемость  $K_{\text{пр}}$  стандартными методами. Выполнена капиллярметрия на различных ступенях капиллярного давления с измерением на каждой ступени удельного сопротивления и водонасыщенности. Проведены исследования методом ядерно-магнитного резонанса с расчётом общей, эффективной пористости, проницаемости и оценкой распределения пор по размерам. По данным рентгеноструктурного анализа изучен минералогический состав пород.

#### *Промыслово-геофизические исследования*

В скважине № 1 Новая в интервале чокракских отложений выполнен комплекс геофизических исследований, включающий (табл. 2):

- стандартный каротаж потенциал-зондом N11, M0,5A;
- градиент-зонд A2, OM0,5N и ПС;
- БКЗ;
- боковой каротаж БК-3;
- двухзондовый боковой каротаж 2БК;
- двухзондовый индукционный каротаж 2ИК;
- ВИКИЗ;
- микрозонды;
- боковой микрокаротаж БМК;
- гамма-каротаж ГК;
- спектрометрический гамма-каротаж СГК;
- нейтрон-нейтронный каротаж ННК;
- спектрометрический нейтронный гамма-каротаж СНГК;

- гамма-гамма каротаж ГГК;
- лито-плотностной гамма-гамма каротаж;
- стандартный нейтронный гамма-каротаж НГК;
- акустический каротаж АК;
- кавернометрия-профилеметрия;
- микрокавернометрия;
- наклонометрия;
- инклинометрия;
- термометрия, цементометрия.

**Таблица 2** – Комплекс ГИС, выполненный в скважине № 1

Методы	Масштаб	Интервал, м	Аппаратура	Скорость записи, м/ч
стандартный каротаж	1:500	33,0–3836,0	Э-35, Э-7, БКЗ-75	2000
БК	1:500 1:200	33,0–3836,4 1697,8–2008,0 3560,5–3836,4	2БК, БКЗ-75	400-900
ГК	1:500 1:200	33,0–3833,0 652,0–3836,4	РК-8	150-200
БКЗ	1:200	1697,8–2006,0 3560,5–3836,0	БКЗ-75	900
ИК	1:200	3560,5–3836,8	2ИК-75	200
ВИКИЗ	1:200	3560,5–3838,4	ВИКИЗ	1500
МК, МБК, МКВ	1:200	3560,5–3836,8	БМК-75	360
ННК	1:200	3560,5–3836,0	РК-8	200
НГК	1:200	3560,5–3836,0	РК-8	200
ГГК-П	1:500 1:200	3560,5–3836,0 3560,5–3836,0	ПК-75	330
ГГК-ЛП	1:200	3555,0–3825,0	СГПЛ-73	150
СГК	1:200	3560,5–3836,0	ЦГС-2	200
СНГК-СЛ	1:200	3560,5–3836,0	СПРК-90	
АК	1:200	652,0–3827,0	АКЦ-75	360
АКЦ	1:500	0–650,0	АКЦ-75	360
	1:500	0–1697,0		
	1:500	0–3121,6		
	1:500	2040,0–3567,0		
кавернометрия	1:200	652,0–3830,8	КП-75	150-900
термометрия	1:500	0–3839,0	Т-75	1000
ГДК	11 проб	3724,0–3745,2	АГИП-К	
наклонометрия		3560,0–2840,0	НИД-2	
инклинометрия	через 5, 10, 20 м	0–3837,0	ИММН-60	384 точки

В скважине проведены повторные исследования БМК и БКЗ (аппаратурой «ЛО-ГИС» фирмы «РИАЛОГ» и «РИАЛОГ-200» НПО «Нефтегеофизприбор»), что позволило провести оценку качества каротажа сопротивления по повторным замерам разными приборами. В результате установлено хорошее их соответствие, что свидетельствует о надлежащем качестве выполненных исследований.

Анализ материалов новых методов ВИКИЗ, СГК, СНГК, ГГК-ПП позволил установить следующее.

Метод ВИКИЗ позволяет определить удельное сопротивление пластов  $s_n$ , зоны проникновения  $s_{зп}$  и приближённо диаметр зоны проникновения  $D$ . Сравнение этих параметров, определённых по данным других методов каротажа сопротивлений, показало в целом неплохое их соответствие.

Спектрометрические гамма- и нейтронный гамма-каротажи, за исключением интегрального ГК, характеризуются плохой повторяемостью в интервалах повторных замеров, пористость по СНГК в продуктивной пачке существенно занижена по сравнению со стандартным ННК. Лито-плотностной гамма-гамма каротаж также отличается невысоким качеством, о чём свидетельствуют существенное завышение объёмной плотности по сравнению со стандартным ГК и нереально высокие индексы фотоэлектрического поглощения.

В целом материалы новых методов, за исключением ВИКИЗ, интегрального ГК аппаратуры СНГК и наклонометрии оказались низкого качества, что не позволило использовать их и выданные по ним заключения для количественной интерпретации.

### Технология комплексной интерпретации данных ГИС

Технология выделения коллекторов, определения их свойств и нефтегазонасыщенности в разрезе скважины № 1 Новая основана на комплексной интерпретации результатов изучения керна и геофизических исследований. При этом решались следующие задачи:

- увязка интервалов отбора керна и материалов геофизических исследований по глубинам;
- расчленение продуктивной пачки на однородные по данным ГИС пластопересечения, выделение коллекторов и определение их толщин;
- снятие существенных значений кажущихся параметров, введение поправок за искажающие факторы и определение истинных параметров ( $c_p$ ,  $c_{пп}$ ,  $\rho_p$ ,  $K_p^{НК}$ ,  $Dt_p$ ,  $I_r$ );
- определение глинистости, пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности выделенных пластопересечений по материалам петрофизических исследований;
- определение пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности, коэффициента вытеснения по материалам ГИС с использованием обоснованных петрофизических и интерпретационных моделей геофизических методов;
- анализ полученных результатов и обоснование принятых значений глинистости, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и коэффициента вытеснения.

#### *Увязка керна геофизических материалов по глубинам*

Увязка керна и геофизических материалов по глубине проведена на основе сопоставления естественной гамма-активности, полученной при сплошном исследовании керна, с диаграммой гамма-каротажа и результатов послойного описания керна с диаграммами микрозондов и микрокаверномер. При этом вынесенный керн равномерно распределялся в интервале отбора. В качестве реперов использовались глинистые прослойки по описанию керна, чётко выделяющиеся на диаграммах микрометодов. В результате установлено, что в верхней части пачки глубины отбора керна на 2,3 м больше, чем по данным ГИС, к низу пачки это расхождение сначала уменьшается, а затем в пределах 1 м приобретает обратный знак. В целом погрешности привязки керна к материалам ГИС по нашим оценкам не превышает  $\pm 0,2-0,3$  м.

В дальнейшем результаты петрофизических исследований образцов керна были привязаны к выделенным по материалам ГИС пластовым пересечениям, что позволило определить их фильтрационно-емкостные свойства и предельную водонасыщенность по керну.

#### *Определение истинных параметров пластов*

Всего в разрезе чокракских отложений выделено 17 пластопересечений, толщина которых изменяется от 0,4 до 6 м. Во всех пластопересечениях отсчитаны существенные значения диаметра скважины по каверномеру и микрокаверномеру; кажущиеся сопротивления микроградинт- и микропотенциал-зондов, БМК; БК; 2БК; 2ИК;  $c_{3п}$ ;  $c_p$  и  $\frac{D}{d_{ске}}$  по методу ВИКИЗ; показания ГК; нейтронная пористость; объёмная плотность; интервальное время пробега продольной волны  $Dt_p$ . Используя существующее палеоточное обеспечение и документацию на геофизические приборы, введены поправки за влияние искажающих факторов.



В связи с небольшой толщиной глинистой корки (10–14 мм) поправки за её влияние в сбмк не вводились и принято, что  $C_{бмк} = C_{пп}$ .

Кажущиеся сопротивления бокового каротажа исправлены за влияние скважины и вмещающих пород, а кажущиеся сопротивления двухзондового индукционного каротажа – за скин-эффект, влияние скважины и вмещающих пород.

В результате программной обработки материалов ВИКИЗ определены удельные сопротивления зоны проникновения, пласта и диаметр зоны проникновения. В связи с небольшими толщинами выделенных пластопересечений обработка БКЗ для определения удельных сопротивлений пластов не проводилась.

В результате анализа материалов каротажа сопротивлений установлено понижающее проникновение фильтрата промывочной жидкости в проницаемые пласты, что надёжно подтверждается радиальным градиентом сопротивлений на зондах с разной глубиной исследований. Глубина зоны проникновения небольшая и по ВИКИЗ составляет в среднем 2–3 диаметра скважины. Понижающее проникновение в условиях чоккракских отложений при  $C_{ф} \approx C_{п}$  является надёжным качественным признаком нефтегазонасыщенности коллекторов. Окончательные значения с определялись по материалам бокового и индукционного каротажей.

В показания гамма-каротажа введены поправки за инерционность аппаратуры и по зависимости  $K_{эл} = f(I_e)$  при  $I_r < 4$  мкР/ч приближённо определена глинистость пород. При оценке нейтронной пористости использовались измеренные  $K_n^{ннк}$ . В зарегистрированную гамма-гамма каротажом объёмную плотность введены поправки за естественное гамма-излучение  $\rho_c^{опр}$ .

Определённые истинные геофизические параметры  $C_{пп}$ ,  $C_{п}$ ,  $I_e^{ист}$ ,  $K_n^{ннк}$ ,  $\rho_c^{опр}$ ,  $Dt_p$  и ранее обоснованные интерпретационные модели геофизических методов использованы для геологической интерпретации при выделении коллекторов, определении глинистости, пористости, нефтегазонасыщенности и коэффициента вытеснения.

#### *Выделение коллекторов и определение эффективных толщин*

Выделение коллекторов и определение эффективных толщин проводилось по комплексу качественных геофизических признаков с привлечением послойного описания и петрофизических исследований керна.

При выделении коллекторов и определении эффективности толщин использовались следующие качественные критерии:

- положительные приращения на кривых микрозондов;
- сужение фактического диаметра скважины по сравнению с номинальным на диаграммах микрокаверномера за счёт образования глинистой корки;
- радиальный градиент сопротивлений, чётко фиксирующийся при сравнении кривых бокового каротажа и бокового микрокаротажа, причём  $C_{бк} > C_{бмк}$ , что свидетельствует о понижающем проникновении и нефтегазонасыщенности коллекторов;
- низкие значения естественной гамма-активности, не превышающие 5–6 мкР/ч.

В целом в III продуктивной пачке выделено 17 пластопересечений коллекторов, эффективная толщина которых варьирует в пределах 0,4–6 м. Общая эффективная толщина III пачки составляет 28,4 м.

#### *Определение глинистости*

Известно, что определение глинистости по материалам гамма-каротажа в слабглинистых песчано-алевритовых коллекторах является сложной задачей, поскольку естественная гамма-активность пород в таких условиях в основном зависит от содержания и гамма-активности алевритового компонента. Приближённые оценки глинистости при 4 мкР/час могут быть получены по зависимости  $K_{эл} = f(I_e)$ .

Более точные оценки глинистости могут быть получены по результатам гранулометрического анализа керна. В соответствии с рисунком 9 объёмное содержание пелитовой фракции в коллекторах не превышает 10 %, при этом для подавляющего количества образцов  $K_{гл}$  меньше 6 % и составляет в среднем 3,5 %. Глинистость по керну найдена для всех выделенных пластовых пересечений коллекторов и изменяется от 1,7 до 9,4 % при средневзвешенном по толщине значении, равном 4,5 %. Установленные величины глинистости пластовых пересечений по керну учитывались при определении пористости по нейтронному каротажу.

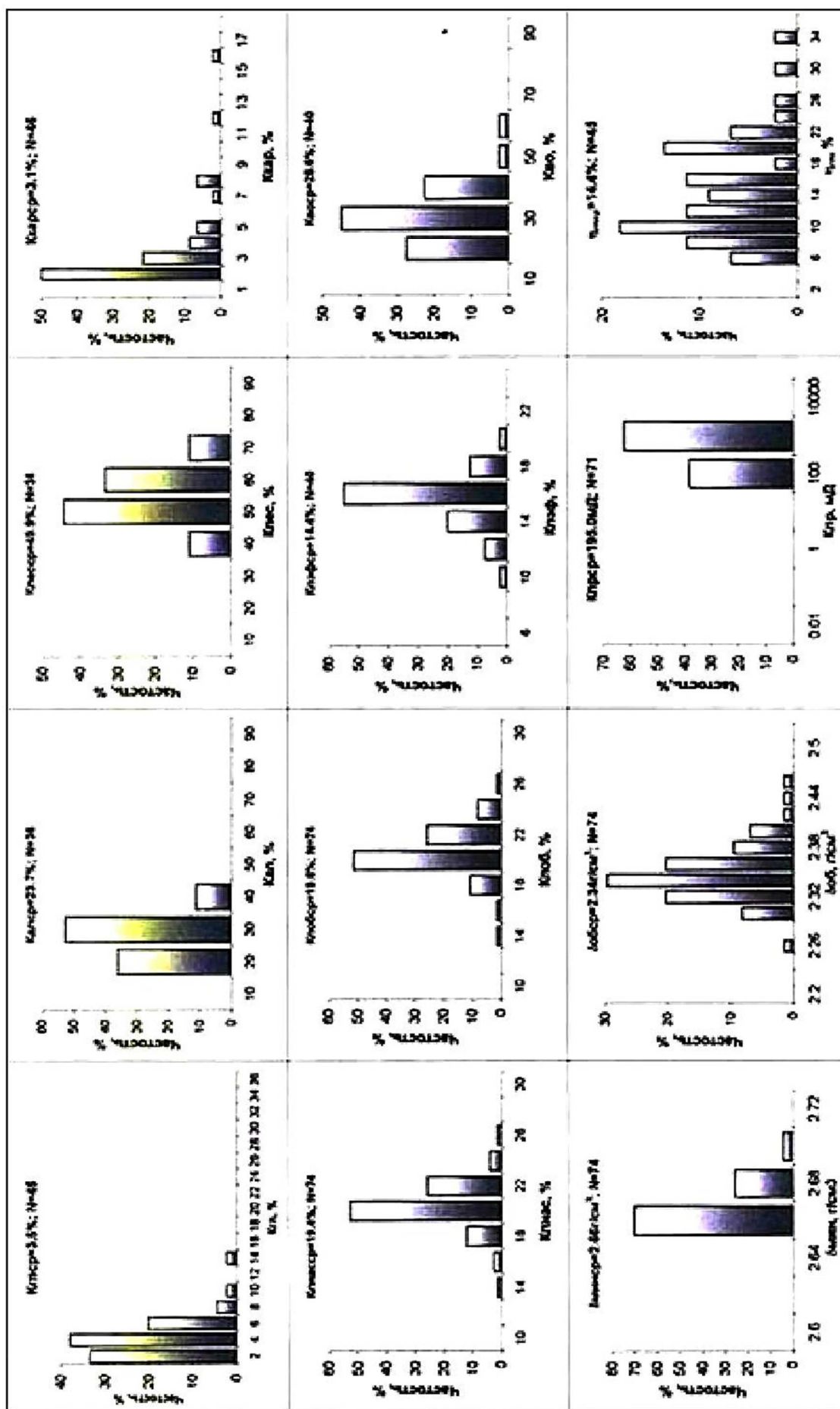


Рисунок 9 – Обобщённая петрофизическая характеристика чокачских коллекторов на площади Новая

*Определение пористости*

Пористость коллекторов III продуктивной пачки найдена по материалам петрофизических и геофизических исследований. Определение пористости по керну проведено на равномерно отобранных по разрезу пачки 74 образцах в НТЦ и 40 образцах НПЦ. Распределение пористости по этим данным приведены на рисунке 9. Как видно, пористость варьирует в узком диапазоне, преимущественно от 16 до 22 %, при этом более 75 % образцов характеризуется пористостью 18–22 %, а её среднее значение составляет 19,6 %.

В результате увязки керна с материалами ГИС по глубине определена средняя пористость по керну для всех выделенных пластопересечений и её средневзвешенное по эффективной толщине значение, равное 19,4 %. Следует отметить, что пористость по керну может быть несколько занижена вследствие неполного (82 %) выноса породы при отборе. Как правило, потеря породы при отборе керна приурочена к наиболее рыхлым участкам разреза с наилучшими коллекторскими свойствами.

При оценке пористости по геофизическим исследованиям использовались материалы плотностного гамма-гамма, нейтронного и акустического каротажей. Наиболее эффективным методом определения пористости коллекторов III пачки является плотностной гамма-гамма каротаж. Интерпретационная модель объёмной плотности имеет выражение:

$$K_n^{общ} = \frac{2,66 - \rho_n}{1,66} = 1,6 - 0,6 \cdot \rho_n, \quad (1)$$

где  $K_n^{общ}$  – общая пористость, %;  $\rho_n$  – объёмная плотность, г/см<sup>3</sup>.

По уравнению (1) определена пористость всех выделенных пластопересечений. Сравнение пористости по ГГК и керну показало хорошее их соответствие, средние расхождения не превышают 1 %, а средневзвешенные по эффективности толщине значения составляют 20,1 и 19,4 %.

Пористость по интервальному времени продольной волны  $Dt_p$  вычислялись по уравнению среднего времени:

$$K_n = \frac{Dt_p - 180}{430}, \quad (2)$$

где  $K_n$  – пористость, %;  $Dt_p$  – интервальное время продольной волны, мкс/м.

Окончательные значения пористости приняты по ГИС на основе анализа результатов, полученных по всем методам (ГГК, АК, ННК) и пористости по керну.

**Обоснование петрофизических моделей чокракских коллекторов**

В целом чокракские коллектора III продуктивной пачки в скважине № 1 Новая могут быть отнесены к поровому типу, к III и IV классам по классификации А.А. Ханина и сложены глауконито-кварцевыми, мелкозернисто-псаммитовыми и крупнозернистыми алевритовыми, слабоглинистыми, некарбонатными песчано-алевролитовыми породами. Пределы изменения и средние значения петрофизических параметров коллекторов в скважине № 1 Новая приведены в таблице 3.

**Таблица 3** – Петрофизические параметры чокракских коллекторов

Петрофизические параметры	Пределы изменения	Средние значения
1	2	3
Пористость $K_n$ , %	16,0–24,4	19,6
Пористость скелета породы $K_n^{ск}$ , %	20–25	23
Проницаемость $K_{пр}$ , мД	15–500	195
Объёмное содержание песчаной фракции $K_{пес}$ , %	31–64	50

Окончание таблицы 3

1	2	3
Объёмное содержание алевроитовой фракции $K_{ал}$ , %	12–39	23,7
Объёмное содержание глинистой фракции $K_{гл}$ , %	1,1–13	3,5
Относительная глинистость $z_{гл}$ , %	8,1–40,2	14,4
Карбонатность $K_{кар}$ , %	1,3–12,0	3,1
Объёмная плотность $\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2,25–2,45	2,34
Минералогическая плотность $\rho_{мин}$ , г/см <sup>3</sup>	2,65–2,70	2,66
Связанная водонасыщенность $K_{во}$ , %	12–50	25,6
Эффективная пористость $K_n^{эф}$ , %	12–18	14,4

В результате выполненных лабораторных исследований обоснованы следующие петрофизические модели чокракских коллекторов.

*Модель объёмной плотности водонасыщенных пород*

Известно, что объёмная плотность  $\rho_n$  водонасыщенных пород определяется выражением:

$$\rho_n = \rho_{ск} \cdot (1 - K_n) + \rho_e \cdot K_n, \quad (3)$$

откуда общая пористость пород определяется по формуле:

$$K_n = \frac{\rho_{ск} - \rho_n}{\rho_{ск} - \rho_e}, \quad (4)$$

где  $\rho_{ск}$  – плотность скелета, г/см<sup>3</sup>;  $\rho_e$  – плотность пластовой воды, г/см<sup>3</sup>.

Плотность пластовой воды  $\rho_e$  для чокракских отложений равна 1 г/см<sup>3</sup>, таким образом, для определения пористости по уравнению (4) необходимо обосновать плотность скелета  $\rho_{ск}$ . Из распределения минералогической плотности скелета образцов керна (рис. 9) следует, что она варьирует в узких пределах, преимущественно от 2,65 до 2,68 г/см<sup>3</sup>, причём для 50 % образцов составляет 2,66 г/см<sup>3</sup>.

На рисунке 10 приведена зависимость объёмной плотности водонасыщенных образцов  $\rho_n$  от общей пористости  $K_n^{общ}$ , которая надёжно аппроксимируемая выражением:

$$K_n^{общ} = \frac{2,66 - \rho_n}{1,66} = 1,6 - 0,6 \cdot \rho_n. \quad (5)$$

Формула (5) является петрофизической моделью объёмной плотности для изучаемых водонасыщенных пород.

*Модель удельного сопротивления*

При интерпретации материалов каротажа сопротивлений, определении нефтегазонасыщенности и коэффициента вытеснения нефти основополагающими являются зависимости параметра пористости  $P_n$  от пористости  $K_n$  и параметра насыщения  $P_n$  от водонасыщенности  $K_v$ . Параметр пористости  $P_n$  связан с пористостью соотношением:

$$P_n = \frac{c_{en}}{c_e} = \frac{c_{enп}}{c_f} = \frac{a}{K_n^m}, \quad (6)$$

где  $c_{en}$  – удельное сопротивление водонасыщенного пласта, Ом·м;  $c_{enп}$  – удельное сопротивление промытой зоны водонасыщенного пласта, Ом·м;  $c_e$  – удельное сопротивление насыщающей пласт воды, Ом·м;  $c_f$  – удельное сопротивление фильтрата промывочной жидкости, Ом·м;  $a$  и  $m$  – эмпирические коэффициенты;  $P_n$  – параметр пористости.

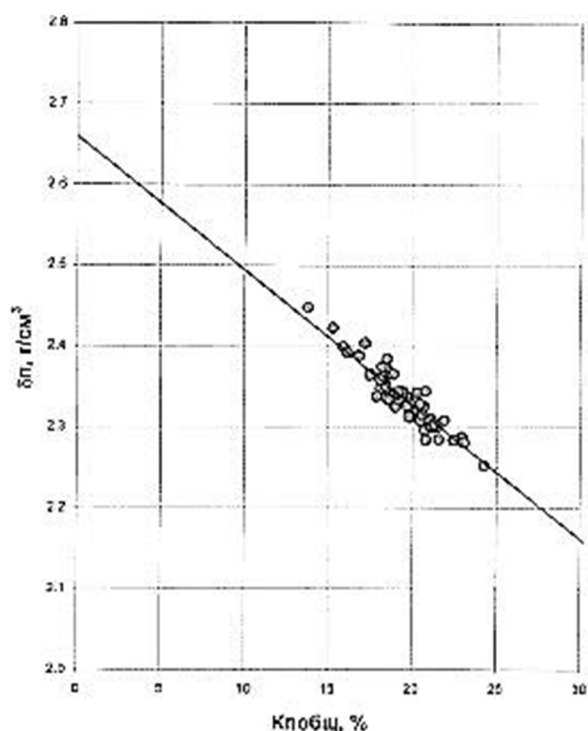


Рисунок 10 – Зависимость объёмной плотности  $\rho_n$  от общей пористости  $K_n^{общ}$

Для обоснования коэффициентов  $a$  и  $m$  необходимо провести измерения удельных сопротивлений водонасыщенных образцов керна. Первоначально такие исследования на 40 образцах керна были выполнены в лаборатории НТЦ. На рисунке 11 приведено сопоставление измеренных на образцах керна значений  $P_n$  и  $K_n$  для коллекторов III пачки и приведена ранее обоснованная зависимость  $P_n = f(K_n)$  для чокракских отложений Западно-Кубанского прогиба:

$$P_n = \frac{0,87}{K_n^{1,69}} \quad (7)$$

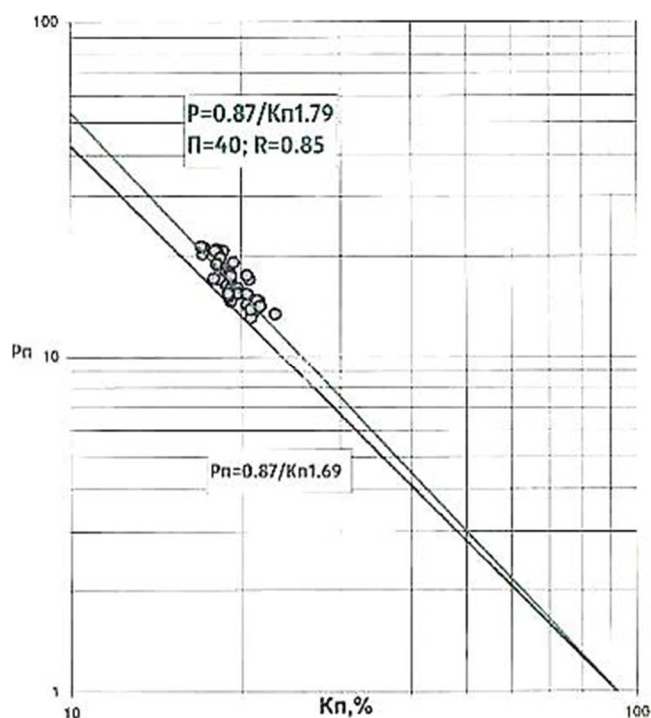


Рисунок 11 – Зависимость параметра пористости  $P_n$  от общей пористости  $K_n$

Как видно, фактические точки располагаются выше зависимости (7) и аппроксимируются уравнением:

$$P_n = \frac{0,87}{K_n^{1,79}} \quad (8)$$

Использование уравнения (8) приводит к некоторому увеличению удельного сопротивления водонасыщенного пласта и, следовательно, к снижению нефтегазонасыщенности коллектора. Установлено, что увеличение пористости коллекторов происходит в результате недонасыщения образцов керна пластовой воды. Существенное увеличение параметра пористости, измеренного в лаборатории НТЦ, по всей вероятности обусловлено излишним осушением боковой поверхности образца при замере сопротивления.

Сопоставление оценок параметров  $P_n$  и  $K_n$  по данным лабораторий НТЦ и НПЦ показано на рисунке 12.

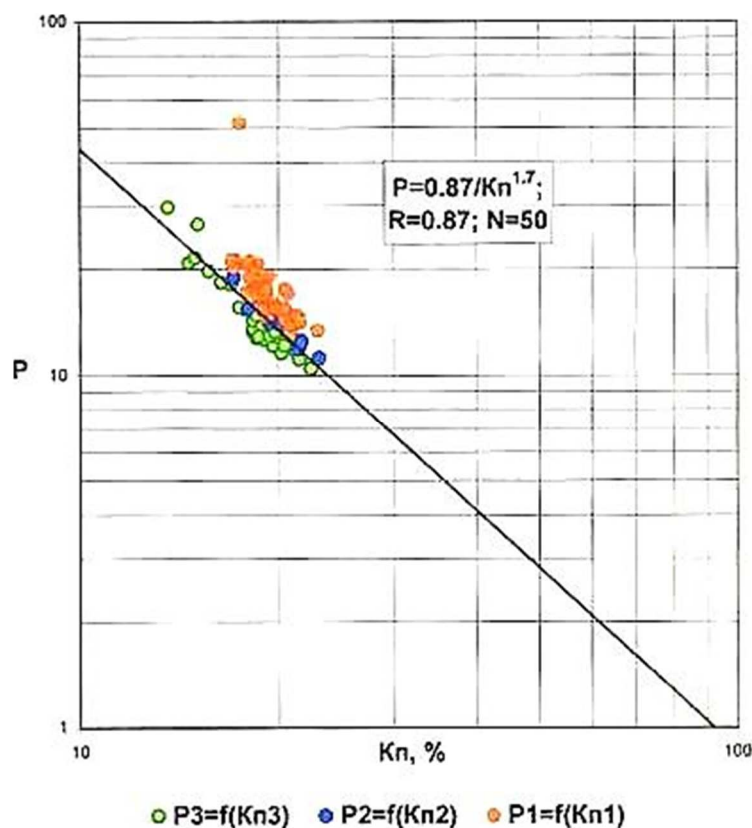


Рисунок 12 – Сопоставление оценок параметров  $P_n$  и  $K_n$  по данным лабораторий НТЦ и НПЦ

Окончательная зависимость  $P_n = f(K_n)$  обоснована по результатам измерений в петрофизической лаборатории ОАО НПЦ «Тверьгеофизика» и имеет следующий аналитический вид:

$$P_n = \frac{c_{вп}}{c_e} = \frac{c_{впп}}{c_{ф}} = \frac{0,87}{K_n^{1,7}} \quad (9)$$

Уравнение (9) практически совпадает с ранее установленной зависимостью параметра пористости от пористости для чокракских отложений Западно-Кубанского прогиба и является петрофизической моделью удельного сопротивления водонасыщенных коллекторов III пачки чокракских отложений в скважине № 1 Новая.

Известно, что параметр насыщения  $P_n$  определяется выражениями:

$$P_n = \frac{c_{нп}}{c_{вп}} = \frac{1}{K_e^n} \quad (10)$$

$$P_{\text{но}} = \frac{c_{\text{нпп}}}{c_{\text{впп}}} = \frac{1}{K_{\text{впп}}^n} = \frac{1}{(1 - K_{\text{но}})^n}, \quad (11)$$

где  $P_{\text{н}}$  и  $P_{\text{но}}$  – параметры насыщения пласта и промытой зоны;  $c_{\text{нп}}$  и  $c_{\text{нпп}}$  – удельные сопротивления нефтегазонасыщенного пласта и промытой зоны, Ом·м;  $K_{\text{в}}$  и  $K_{\text{впп}}$  – водонасыщенность пласта и промытой зоны, %;  $K_{\text{н}}$  – нефтегазонасыщенность, %;  $K_{\text{но}}$  – остаточная нефтегазонасыщенность, %.

Фактическое поле точек аппроксимируется зависимостью:

$$P_{\text{н}} = \frac{c_{\text{нп}}}{c_{\text{вп}}} = \frac{1}{K_{\text{в}}^{1,85}}. \quad (12)$$

Уравнение (12) является петрофизической моделью удельного сопротивления нефтегазонасыщенных коллекторов.

#### Модель проницаемости

Абсолютная проницаемость образцов керна измерена в лабораториях НТЦ (74 образца) и НПЦ (30 образцов). Кроме того, в лаборатории НПЦ на 40 образцах определена проницаемость методом ядерно-магнитного резонанса в сильном магнитном поле, распределения проницаемости по данным этих лабораторий в целом хорошо согласуются между собой. Проницаемость коллекторов варьирует в пределах от 10–20 до 190–500 мД при среднем значении 170–190 мД. На распределениях выделяются две группы пород с проницаемостью 50–200 мД (порядка 50–60 % образцов) и более 200 мД (20–40 % образцов). Таким образом, коллекторы III пачки в скважине № 1 Новая по проницаемости также относятся к III–IV классу по классификации А.А. Ханина.

При определении проницаемости терригенных коллекторов по материалам ГИС устанавливаются статистические связи между проницаемостью и геофизическими параметрами. В условиях, когда ёмкость и фильтрационные свойства коллекторов контролируются глинистостью, существуют устойчивые статистические зависимости типа  $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{эл}})$ ,  $K_{\text{пр}} = f(z_{\text{эл}})$ ,  $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$ ,  $K_{\text{пр}} = f(I_{\text{э}})$ ,  $K_{\text{пр}} = f(b_{\text{пс}})$  и др.

Наиболее тесно проницаемость терригенных пород связана с эффективной пористостью  $K_{\text{п}}^{\text{эф}}$  и остаточной водонасыщенностью  $K_{\text{во}}$ , поскольку эти параметры, также как и проницаемость, зависят от размера пор.

Эффективная пористость и остаточная водонасыщенность определены по данным исследования кернов в НТЦ и НПЦ. На рисунке 13 приведена зависимость проницаемости от эффективной пористости. Как видно, между сравниваемыми параметрами наблюдается статистическая связь с коэффициентом корреляции 0,77, которая имеет следующий аналитический вид:

$$\lg K_{\text{пр}} = -0,33 + 17,5 \cdot K_{\text{п}}^{\text{эф}}, \quad (13)$$

где  $K_{\text{пр}}$  – проницаемость, мД;  $K_{\text{п}}^{\text{эф}}$  – эффективная пористость, %.

Уравнение (13) является петрофизической моделью проницаемости для изучаемых коллекторов при их предельной нефтегазонасыщенности.

#### Промыслово-геофизическая характеристика чокракских коллекторов

По данным промыслово-геофизических исследований залегающая в интервале 3710,6–3741,1 м III продуктивная пачка чокрака характеризуется повышенными удельными сопротивлениями, изменяющимися от 7 до 69 Ом·м. Понижающее проникновение является качественным признаком нефтегазонасыщенности коллекторов. В разрезе отсутствуют плотные породы с повышенным содержанием карбонатного материала, о чём свидетельствуют диаграммы микрозондов и БМК, на которых не прослеживаются прослои высокого сопротивления. Положительные приращения на кривых микрозондов и сужение диаметра скважины на микрокаверномере из-за образования глинистой кор-

ки является надёжным признаком коллектора. Близкие удельные сопротивления фильтра проточной жидкости и пластовой воды приводят к слабой дифференциации кривой ПС. Тем не менее, против продуктивной пачки наблюдаются небольшие отрицательные аномалии до  $-10$  мВ.

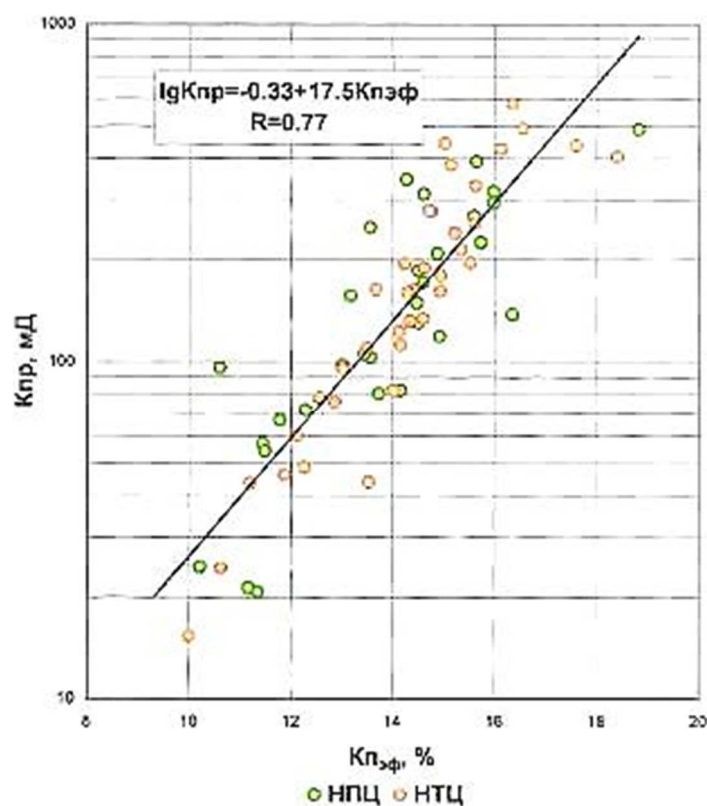


Рисунок 13 – Зависимость проницаемости чокракских коллекторов  $K_{\text{пр}}$  от эффективной пористости  $K_{\text{л}}^{\text{эф}}$

По материалам гамма-каротажа коллекторы характеризуются достаточно низкой гамма-активностью (порядка  $3,0$ – $3,5$  мкР/ч), встречающиеся в пачке глинистые прослои в интервале  $3713,5$ – $3714,4$ ;  $3726,4$ – $3727,2$ ;  $3730,2$ – $3733,1$  и  $3737,2$ – $3738,3$  м выделяются повышенной гамма-активностью – до  $5,5$ – $7,0$  мкР/ч. Нейтронная пористость коллекторов с поправкой на литологический состав варьирует в пределах  $23,2$ – $19,2$  %, объёмная плотность изменяется от  $2,28$  до  $2,35$  г/см<sup>3</sup>, интервальное время пробега продольной волны – от  $260$  до  $308$  мкс/м. Следует заметить, что нейтронный, гамма-гамма- и акустический каротажи хорошо согласуются между собой и дают близкие оценки пористой породы.

Несколько отличается геофизическая характеристика пласта, залегающего в нижней части продуктивной пачки (интервал  $3738,3$ – $3741,1$  м). По данным микрозондов пласт является коллектором (сужение диаметра скважины, положительное приращение на кривых сопротивлений), однако на кривых БМК и БК не наблюдается существенных расхождений сопротивлений, что свидетельствует о нейтральном проникновении. Последнее косвенно указывает на непередельное насыщение пласта углеводородами и возможное наличие в нём подвижной воды.

Вмещающие продуктивную пачку глинистые породы, как и на других площадях Западно-Кубанского прогиба, характеризуются низкими удельными сопротивлениями (порядка  $1,0$ – $1,5$  Ом·м), повышенными показаниями гамма-каротажа ( $8$ – $9$  мкР/ч), высокими нейтронной пористостью (порядка  $36$ – $38$  %) и интервальным временем продольной волны ( $360$ – $370$  мкс/м). Объёмная плотность глин варьирует в достаточно широком диапазоне и составляет в среднем  $2,2$ – $2,4$  г/см<sup>3</sup>.

Эффективные толщины пластов найдены по комплексу качественных признаков коллектора: наличию глинистой корки на микрокаверномере, положительному прираще-



нию на кривых микрозондов, снижению удельных сопротивлений на кривых бокового микрокаротажа по сравнению с боковым каротажем, что для чокракских отложений является надёжным критерием продуктивных коллекторов. В дальнейшем они контролировались по значениям найденной пористости, нефтегазонасыщенности и проницаемости.

При количественной оценке пористости и нефтегазонасыщенности наиболее сложной проблемой является учёт влияния глинистости на показания нейтронного, плотностного, акустического каротажей и удельные сопротивления. Ранее для преимущественно песчано-глинистых коллекторов Прибрежного и Сладковско-Морозовского районов обоснована статическая зависимость показаний ГК от объёмной глинистости, которая позволяет определить верхний предел глинистости пород. Несколько повышенная гамма-активность пород продуктивной пачки в скважине № 1 Новая (3,0–3,5 мкР/ч) также косвенно свидетельствует о значительном содержании в них алевритового компонента. Это затрудняет оценку глинистости по материалам ГИС без привлечения петрофизических исследований керна. В связи с указанным оценка пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности проведена без учёта влияния глинистости и является верхним возможным пределом изучаемых параметров.

Пористость коллекторов  $K_p$  определена по материалам промытой зоны (табл. 4). Окончательное значение пористости принималось на основе анализа всех полученных данных. Как следует из приведённых данных, пористость коллекторов изменяется в небольших пределах от 18,0 до 24,5 % при преобладающих значениях 20–22 %. Средневзвешенное по толщине значение пористости III пачки составляет 21,9 %.

Для количественной оценки нефтегазонасыщенности  $K_n$  использовались основополагающие зависимости параметра пористости  $P_p$  от пористости  $K_p$  (9) и параметра насыщенности  $P_n$  от водонасыщенности  $K_v$  (11). Проницаемость коллекторов оценивалась по зависимости (13).

Результаты интерпретации всего комплекса промыслово-геофизических методов и керна материала позволяют обосновать модель коллектора в рассматриваемой скважине (табл. 5). В скважине № 1 Новая коллекторы сложены слабоглинистыми, слабокарбонатными, песчано-алевритовыми породами. Минералогический состав песчано-алевритового компонента преимущественно кварцевый, в его составе преобладает мелкозернистая, песчаная и алевритовая фракции. Глинистость коллекторов, определённая по ГК, изменяется от 4 до 13 %, пористость коллекторов составляет в среднем 19–22 %, проницаемость варьирует от 50 до 450 мД, нефтегазонасыщенность изменяется от 70 до 89 %. В целом в скважине № 1 Новая преобладают чистые терригенные коллектора первого типа, что и предопределяет разработанную технологию геологической интерпретации материалов ГИС.

## Литература

1. Беляков М.А. Методические рекомендации по определению подсчётных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / под ред. Б.Ю. Вендельштейна. – Калинин : Научно-производственное объединение «Союзпромгеотехника», 1990. – 261 с.
2. Боярчук А.Ф., Никитин А.Н., Фенин В.А. Литолого-петрофизические и фильтрационные исследования керна по скважине поисково-оценочной 1 Новая. – Тверь : ОАО НПЦ «Тверьгеофизика», 2007. – 100 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., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. 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. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів: Споллом, 2018. – 476 с.

Таблица 4 – Сопоставление оценок пористости пластов III пачки различными методами ГИС

№№ п/п	Кровля, м	Подшва, м	h, м	Оценки $K_n$				
				$K_{нжк}, \%$	$K_{нГТК}, \%$	$K_{нАК}, \%$	$K_{нГИС}, \%$	$K_{нкерн}, \%$
1	3710,5	3712,0	1,5	20,8	19,3		20,1	20,8
2	3712,2	3713,5	1,3	20,6	17,9	22,3	20,2	19,5
3	3713,7	3714,1	0,4	23,2	18,9		21,3	20,2
4	3714,4	3715,6	1,2	17,7	20,0	18,6	19,3	19,0
5	3715,6	3717,0	1,4	17,0	19,3	22,3	19,0	18,5
6	3717,0	3723,0	6,0	17,8	19,8	22,3	20,0	19,6
7	3723,0	3723,9	0,9	16,5	19,4	16,7	19,0	19,7
8	3723,9	3726,4	2,5	18,3	19,8	19,8	20,0	20,6
9	3726,4	3727,2	0,8	22,1	20,1		19,9	21,1
10	3727,2	3728,0	0,8	19,8	21,6		22,0	19,7
11	3728,0	3730,2	2,2	18,1	21,4	23,0	21,0	19,9
12	3730,2	3730,9	0,7	21,1	20,0		20,0	19,6
13	3731,2	3732,4	1,2	20,7	20,5		20,0	22,1
14	3732,6	3733,1	0,5	18,0	20,4		20,0	19,6
15	3733,1	3736,0	2,9	16,2	19,5	13,7	20,0	18,0
16	3736,0	3737,2	1,2	22,2	21,0	23,3	21,0	17,5
17	3738,3	3741,2	2,9	21,6	21,5	24,2	21,0	18,0
<b>Эффективная нефтегазонасыщенная толщина III пачки</b>			<b>28,4</b>	<b>18,9</b>	<b>20,1</b>	<b>20,9</b>	<b>20,2</b>	<b>19,4</b>

Таблица 5 – Принятые параметры чокракских коллекторов в скважине № 1 Новая

№№ п/п	Кровля, м	Подошва, м	h, м	Принятые значения			
				K <sub>ан</sub> , %	K <sub>пр</sub> , %	K <sub>пр</sub> , мД	
1	3710,5	3712,0	1,5	4,7	20,1	58,7	
2	3712,2	3713,5	1,3	4,8	20,2	71,0	
3	3713,7	3714,1	0,4	9,4	21,3	120,5	
4	3714,4	3715,6	1,2	6,6	19,3	56,0	
5	3715,6	3717,0	1,4	7,7	19,0	99,1	
6	3717,0	3723,0	6,0	5,6	20,0	222,0	
7	3723,0	3723,9	0,9	3,3	19,0	494,6	
8	3723,9	3726,4	2,5	3,2	20,0	282,3	
9	3726,4	3727,2	0,8	3,3	19,9	39,4	
10	3727,2	3728,0	0,8	5,1	22,0	182,5	
11	3728,0	3730,2	2,2	4,9	21,0	296,2	
12	3730,2	3730,9	0,7	8,0	20,0	69,7	
13	3731,2	3732,4	1,2	4,3	20,0	27,8	
14	3732,6	3733,1	0,5	2,5	20,0	98,6	
15	3733,1	3736,0	2,9	2,8	20,0	370,6	
16	3736,0	3737,2	1,2	2,9	21,0	123,5	
17	3738,3	3741,2	2,9	1,7	21,0	47,9	
<b>Эффективная нефтегазонасыщенная толщина III пачки</b>				<b>4,5</b>	<b>20,2</b>	<b>184,5</b>	<b>71,0</b>

8. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М. : Недра, 1978. – 318 с.
9. Гайдук В.В. Анализ и обобщение геолого-геофизических данных в пределах Темрюкско-Ахтарского лицензионного участка и сопредельных территорий с целью выделения поисковых объектов, оценки ресурсов и обоснования точек заложения скважин. Фонды ООО «НПЭ». – Краснодар : ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция», 2004.
10. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторных свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М. : Недра, 1975. – 343 с.
11. Дембицкий С.И., Шнурман Г.А. Совершенствование методики интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований в продуктивных отложениях на площади Новая : отчёт. – Краснодар : КубГУ, 2007. – 71 с.
12. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М. : Недра, 1991. – 367 с.
13. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М. : Недра, 1987. – 374 с.
14. 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.
15. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
16. Латышева М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – М. : Недра, 1987. – 181 с.
17. Матвиенко В.Н., Новосёлова Л.Л. Подземные воды Сладковско-Морозовской площади и возможность использования их в народно-хозяйственных целях : отчёт о НИР. – Краснодар : ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция», 2001.
18. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
19. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
20. Прошляков С.Л., Денисенко А.А. Подсчёт запасов по поисково-оценочной скважине № 1 площади Новой : отчёт. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2007. – 122 с.
21. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
22. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
23. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
24. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019.
25. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М. : Недра, 1969. – 363 с.
26. Шнурман Г.А. Изучение сложных коллекторов Восточного Предкавказья по данным промысловой геофизики. – Ростов : Издательство Ростовского университета, 1979. – 237 с.
27. Шнурман И.Г. Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2003. – 397 с.
28. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. – М. : Издательство «ГЕРС», 2001. – 228 с.
29. Обоснование методики интерпретации данных ГИС в продуктивных отложениях площади Новая. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bc78a4c53a89521216c26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bc78a4c53a89521216c26_0.html)
30. Айдамирова З.Г., Бачаева Т.Х. Оценка перспектив нефтегазоносности понт-меотических отложений прибрежной группы месторождений северного борта Западно-Кубанского Проггиба // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 13–16.
31. Алефилов С.В. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения Новое // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 31–57.
32. Григорьев М.А., Платонов С.Н., Григорьев А.М. Гидродинамические условия кумских отложений южного борта Западно-Кубанского Проггиба // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 63–66.
33. Ефимов В.И. Перспективы нефтегазоносности приосевой части Западно-Кубанского Проггиба // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 71–73.
34. Климов В.В., Лешкович Н.М. Повышение информативности метода термометрии при проведении геофизических исследований на нефтегазовых месторождениях и ПХГ // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 81–87.

35. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–37.
36. Лешкович Н.М. Техника и методика проведения промыслово-геофизических работ на Западно-Казачьем газовом месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 128–135.
37. Лешкович Н.М. Обработка и интерпретация материалов промыслово-геофизических исследований на Западно-Казачьем газовом месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 136–144.
38. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 215–226.
39. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.

### References

1. Belyakov M.A. Methodical recommendations for determination of calculation parameters of oil and gas reservoirs based on the materials of geophysical studies of wells with the use of the results of core analysis, testing and testing of pay zones / edited by B.Yu. Vendel'shteina – Kalinin : Research and Production Association «Soyuzpromgeotekhnika», 1990. – 261 p.
2. Boyarchuk A.F., Nikitin A.N., Fenin V.A. Lithologo-Petrophysical and Filtration Studies of Core in Search and Evaluation Well 1 Novaya. – Tver : OAO SPC Tvergeofizika, 2007. – 100 p.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells 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. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of Oil and Gas Sverdlovins. Science and practice: monograph. – Lvov : Spole, 2018. – 476 p.
8. Wendelstein B.Yu., Rezvanov R.A. Geophysical methods of oil and gas reservoir parameters determination. – M. : Nedra, 1978. – 318 p.
9. Gaiduk V.V. Analysis and Generalization of Geological and Geophysical Data within the Temryuk-Akhtarsky License Area and Neighboring Territories for the Purpose of Selection of Prospecting Objects, Resource Assessment and Justification of Well Laying Points. ООО NPE funds. – Krasnodar : ООО «Oil and Gas Production Expedition», 2004.
10. Dakhnov V.N. Geophysical methods for determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. – M. : Nedra, 1975. – 343 p.
11. Dembitsky S.I., Shnurman G.A. Improvement of methods of interpretation of field geophysical research materials in productive sediments on Novaya Square : report. – Krasnodar : Kuban State University, 2007. – 71 p.
12. Dobrynin V.M., Vendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. Petrofizika. – M. : Nedra, 1991. – 367 p.
13. Ytenberg S.S. Interpretation of Results of Well Geophysical Survey. – Moscow: Nedra, 1987. – 374 p.
14. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of Geophysical Researches during Construction and Operation of Wells at Oil and Gas Fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
15. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
16. Latysheva M.G. Practical Guide for interpretation of diagrams of geophysical methods of well investigation. – M. : Nedra, 1987. – 181 p.
17. Matvienko V.N., Novoselova L.L. Underground waters of Sladkovsko-Morozovskaya square and possibility of their use in national economic purposes : report on research. – Krasnodar : LLC «Oil and Gas Production Expedition», 2001.
18. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocheerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
19. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
20. Proshlyakov S.L., Denisenko A.A. Reserves estimation for exploration and appraisal well #1 of Novaya Square : report. – Krasnodar : LLC «Oil Company Rosneft – STC», 2007. – 122 p.

21. Savenok O.V. Improving the efficiency of basic and information and management technologies in the development of hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves: dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.
22. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO «KubGTU», 2017. – 203 p.
23. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
24. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019.
25. Khanin A.A. Rocks-collectors of oil and gas and their study. – M. : Nedra, 1969. – 363 p.
26. Schnurman G.A. Study of Complex Reservoirs of Eastern Pre-Caucasus according to Industrial Geophysics. – Rostov : Rostov University Publishing House, 1979. – 237 p.
27. Shnurman I.G. Study of Terrigenous Reservoirs of the Eastern Caucasus on the Basis of Geophysical Researches of Wells. – Krasnodar : «Prosveshchenie-South» LLC, 2003. – 397 p.
28. Ellansky M.M. Petrophysical basics of complex interpretation of data from geophysical survey of wells. – M. : «GERS» Publishing House, 2001. – 228 p.
29. Justification of the methodology of interpretation of GIS data in productive sediments of Novaya Square. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bc78a4c53a89521216c26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bc78a4c53a89521216c26_0.html)
30. Aidamirova Z.G., Bachaeva T.H. Estimation of oil and gas bearing prospects of pont-meotic deposits of the coastal group of fields on the northern side of the Western Kuban Pro-bend // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 13–16.
31. Alefirov S.V. Geological and physical characteristics of the productive layers of the New Deposit // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 3. – P. 31–57.
32. Grigoriev M.A., Platonov S.N., Grigoriev A.M. Hydrodynamic conditions of the Kuma detachment of the southern board of the West Kuban Trough // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 63–66.
33. Efimov V.I. Prospects of the oil and gas bearing capacity of the axis part of the West Kuban Pro-Trough // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 71–73.
34. Klimov V.V., Leshkovich N.M. Increase of informativity of the thermometry method at geophysical investigations on oil and gas fields and underground gas storage // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 81–87.
35. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Increase of reliability of geophysical methods in the directional and horizontal wells // Petroleum engineer. – 2017. – № 3. – P. 33–37.
36. Leshkovich N.M. Technique and technique of field and geophysical works at Zapadno-Kazachiy gas field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 128–135.
37. Leshkovich N.M. Processing and interpretation of materials of field geophysical investigations at the West Cossack gas field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 136–144.
38. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by results of hydrodynamic researches at an established filtration // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 215–226.
39. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. The method of the oil fields development with the interacting objects // Territory Neftgaz. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.

УДК 624.131.1 + 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ  
И АНАЛИЗА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ  
ВАРАНДЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL FOUNDATIONS FOR DESIGN AND ANALYSIS  
OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT  
OF THE VARANDEYSKOYE FIELD**

**Мартюшев Дмитрий Александрович**

студент,  
Ухтинский государственный  
технический университет  
limuric@mail.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

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

**Аннотация.** В статье рассматривается геолого-промысловая характеристика Варандейского месторождения. Приведены общие сведения о месторождении, тектоника и стратиграфия разреза; представлены сведения о состоянии продуктивных пластов, составе и свойствах флюидов, насыщающих продуктивные пласты, а также основные свойства нефти, газа и воды. На основании проекта эксплуатации и технологической схемы разработки описано текущее состояние разработки Варандейского месторождения.

**Ключевые слова:** общие сведения о месторождении; геологическое строение месторождения и залежей; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; состав и свойства пластовых флюидов; текущее состояние разработки месторождения; краткая характеристика проекта разработки месторождения; характеристика состояния разработки месторождения.

**Martyushev Dmitry Aleksandrovich**

Student,  
Ukhta state technical university  
limuric@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of technical sciences,  
Professor of the department  
of development and operation  
of oil and gas fields  
and underground hydromechanics,  
Ukhta state technical university  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article discusses the geological and commercial characteristics of the Varandeynskoye field. General information about the deposit, tectonics and stratigraphy of the section are given; information on the state of productive formations, composition and properties of fluids saturating productive formations, as well as the main properties of oil, gas and water are presented. The current state of development of the Varandeynskoye field is described on the basis of the operation design and the development process flow chart.

**Keywords:** general information about the deposit; geological structure of the field and deposits; physical and hydrodynamic characteristics of productive formations; composition and properties of formation fluids; the current state of field development; a brief description of the field development project; description of the state of field development.

## Общие сведения о месторождении

В административном отношении Варандейское месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области в 240 км северо-восточнее г. Нарьян-Мара, в непосредственной близости от береговой линии Баренцева моря. Ближайший населённый пункт п. Варандей находится в 5,5 км от месторождения, расположен на берегу моря.

В физико-географическом отношении месторождение расположено за Полярным кругом на северо-восточной окраине Восточно-Европейской равнины в центральной части Большеземельской тундры (рис. 1).

Месторождение расположено в пределах Варандейского лицензионного участка, недропользователем которого является ООО «Нарьянмарнефтегаз».





Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную пологоволнистую аккумулятивную равнину флювиогляциального генезиса с перепадами высот от 0 до 12 м, региональный наклон рельефа на северо-запад к Баренцеву морю. Значительная часть площади работ находится в приливной зоне, где абсолютные отметки не более 5 м.

Равнина сильно заболочена (100 %). Болота труднопроходимые, глубиной 1,0–1,5 м, полностью промерзают в зимнее время. Вода в них также солёная морская. Распространены как мелкие, так и крупные озёра. Озёра с уровнем воды от 0 до 8 м над уровнем моря, глубина их колеблется от 0,5 до 1,5 м. Все озёра в зимнее время (в конце декабря – начале января) промерзают до дна и вскрываются в первой половине июня. Толщина льда достигает 2–3 м, из-за чего обеспечение технической водой ограничено. Забор воды для целей бурения и испытания скважин в летнее время производится из поверхностных источников – озёр, рек.

### Геологическое строение месторождения и залежей

В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в пределах вала Сорокина в Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области (НГО), которая входит в состав Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП).

Пробуренными скважинами осадочный разрез вскрыт до глубины 4561 м до девонских отложений.

Палеозойскую группу представляют силурийская, девонская, каменноугольная и пермская системы. Отложения нижнего отдела пермской системы залегают трансгрес-



сивно со стратиграфическим перерывом на размытой поверхности московского яруса нижнего карбона. Отдел представлен преимущественно карбонатными отложениями в нижней части и терригенными – в верхней части разреза. В составе нижнепермских отложений по многочисленным органическим остаткам определены нерасчленённые ассельский + сакмарский, артинский и кунгурский ярусы. Кровля карбонатных отложений нижней перми представляет собой надёжный региональный репер, в связи с чем связанный с ней отражающий горизонт ОГ Iag является основным опорным горизонтом в районе.

В составе мезозойской группы выделены триасовые, юрские, меловые отложения. Триасовые отложения залегают со стратиграфическим несогласием на отложениях кунгурского яруса нижней перми и представлены терригенными континентальными фациями. В составе триаса выделяются снизу вверх: чаркабожская (нижний отдел), харалейская, ангуранская (нижний + средний отдел) и нарьянмарская свиты (верхний отдел).

Юрские отложения (нерасчленённые нижний + средний и верхний отделы) с перерывом залегают на размытой поверхности верхнего триаса.

Меловые отложения на Варандейской площади представлены только нижним отделом.

Четвертичные отложения со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях нижнего мела и представлены неравномерным переслаиванием песков, глин, суглинков, супесей, с включением гравийно-галечного материала.

В тектоническом отношении исследуемый район находится в северной части вала Сорокина, который является западным ограничением крупнейшего надпорядкового элемента Печорской синеклизы – Варандей-Адзвинской структурной зоны (ВАЗС). Вал наиболее отчетливо выражен по поверхности карбонатных пород нижней перми, где представляет собой узкий длинный горст, осложненный цепочкой локальных структур (Варандейская, Торавейская, Южно-Торавейская, Наульская, Лабоганская и т.д.), разделённых мелкими седловинами.

Структурное строение исследуемой площади изучено по поверхности складчатого основания и по маркирующим горизонтам в толще осадочного чехла, приуроченным к различным стратиграфическим системам фанерозоя.

По основным отражающим маркирующим горизонтам Варандейское поднятие от нижнедевонских до среднетриасовых отложений включительно имеет унаследованный характер и размеры в длину до 10 км, в ширину до 4,5 км, амплитуду от 40 до 70 м, увеличивающуюся с глубиной. Структура имеет два купола (южный и северный) и стыкуется на юге через узкий перешеек (перегиб на глубине – 1685 м) с Торавейским поднятием. В своде северного купола расположены скважины №№ 10г и 11 (пилотный и горизонтальный стволы), на крыльях – скважины №№ 1, 2, 10, 13г и 5; на опущенных блоках расположены скважины №№ 101, 123, 7 и 12; остальные скважины расположены на южном куполе или на его крыльях и периклинали. В пределах южного блока структуры шарнир складки, погружаясь и мягко ундулируя, образует несколько разновысоких куполов.

Крылья структуры круто погружаются во впадины до глубин – 2240 м. Западное крыло более крутое – углы падения пород по нижним горизонтам достигают 8–12°. Восточное крыло более пологое – углы падения до 5–7°.

Сейсмическими исследованиями 2D и 3D установлено наличие как региональных разломов в пределах Сорокинского вала, так и локальных в пределах Варандейской структуры. Сброс в центральной части нижнепермской залежи (между скважинами №№ 12 и 7) является экранирующим и разделил залежь на 2 части: южную и северную.

Промышленная нефтеносность на Варандейской площади установлена в карбонатных отложениях нижней перми и терригенных отложениях триаса.

В триасовых отложениях данного месторождения выявлено пять залежей нефти в пластах песчаников харалейской свиты ( $T_{1+2}$ ) и чаркабожской свиты ( $T_1^{IV}$ ,  $T_1^{III}$ ,  $T_1^{II}$ ,  $T_1^I$ ). В песчаном пласте  $T_{1+2}$  в основании харалейской свиты открыта единая для всей северной части вала Сорокина залежь тяжёлой, вязкой нефти.

Песчаники серые, серо-зелёные, бурые при нефтенасыщении, полимиктовые, разнозернистые, часто мелко- и среднезернистые, от рыхлых до крепких, сцементированные.

ванных глинистым или карбонатным цементом, часто косослоистые (от 5° до 30°), слюдистые. Песчано-алевролитовые обломки сильно изменены процессами выщелачивания. Зёрна кварца слабо корродированы, зёрна полевых шпатов сильно изменены, зёрна эффузивных обломков изменены очень сильно.

В пласте  $T_1^I$  в подошве нижнетриасовых отложений песчаники местами конгломератовидные, в подошве встречены прослои конгломератов, содержащих гальки чёрных кремней и окатыши глин.

Алевролиты серые, серо-зелёные, полимиктовые, разной плотности, слюдистые, часто переходящие в глины. Глины пестроцветные красно-бурые, зелёные, шоколадно-коричневые, местами аргиллитоподобные, алевролитистые, слюдистые. Породы отличаются высокой литологической изменчивостью по разрезу и по площади. Слагающие их отдельные прослои песчаных коллекторов характеризуются прерывистой, отчасти линзовидной формой залегания. По имеющимся данным внутри продуктивных пластов непроницаемые прослои, более или менее выдержанные по площади, не прослеживаются, т.е. каждый выделенный пласт представляет собой единый подземный резервуар с большим числом внутренних экранов (как вертикальных, так и латеральных) и тупиковых зон.

Наиболее сложным строением характеризуется пласт  $T_1^I$ . В его строении по керновым данным принимают участие три основных литотипа: глинисто-алевролитовые непроницаемые породы, тонкослоистые песчано-алевролитовые породы с нефтенасыщенностью преимущественно по песчаным слойкам (толщины до первых десятков сантиметров), слабосцементированные до рыхлых песчаники.

Пласт  $T_1^{II}$  неоднороден как по площади, так и по разрезу, сложен чередованием песчаников, алевролитов, глинистых алевролитов и глин. Промышленная продуктивность приурочена к относительно выдержанному песчаному телу, расположенному в подошве пласта на северо-восточном крыле складки и вскрытому 6 скважинами. В пяти из них он представлен одним прослоем толщиной порядка 7 м и только в скважине № 112 коллектор разбивается на два пропластка толщиной около 1 м каждый. Остальные песчаники в разрезе пласта водонасыщены.

Пласт  $T_1^{III}$  характеризуется наибольшей толщиной среди продуктивных пластов триаса (66 м в среднем). Коллектора в центральной части площади залегают в виде 1–5 пропластков, число которых увеличивается в направлении к крыльям поднятия, где достигает 13 (скважина № 5). В пределах пласта между скважинами №№ 9 и 110 по данным подсчета запасов предполагается наличие литологического вреза, который разделяет нефтенасыщенную (в центре и на северной периклинали) и водонасыщенную (на южной периклинали и на восточном склоне поднятия) части пласта. Коллектора в продуктивной части пласта литологически и гидродинамически сообщаются и отделены от коллекторов нижележащего пласта  $T_1^{II}$  глинистой перемычкой толщиной от 37,4 до 49,0 м.

Пласт  $T_1^{IV}$  не выдержан как по площади, так и по разрезу, коллектора в его разрезе выделены в 17 скважинах из 30 и представлены 1–3 пропластками толщиной от 1,2 до 4,8 м. На востоке и северо-западе они замещаются непроницаемыми разностями. Толщина непроницаемого интервала до коллекторов пласта  $T_1^{III}$  изменяется от 16,7 до 76,3 м.

Пласт  $T_{1+2}$  харалейской свиты в песчаных фациях распространён по всей площади месторождения. Коллектора пласта представлены 1–3, реже 4 пропластками толщиной от 0,5 (скважина № 1002) до 6,7 м (скважина № 108). Хотя зон литологического замещения коллекторов существующим фондом скважин не выявлено, из-за сравнительно небольшой толщины пласта не исключено их обнаружения в дальнейшем, по мере разбуривания. Толщина непроницаемого интервала до коллекторов пласта  $T_1^{IV}$  изменяется от 17,6 до 39,4 м.

Приуроченные к этим пластам залежи по типу относятся к пластовым сводовым, осложнённым литологическими экранами. Промышленная продуктивность установлена по данным опробования и промыслово-геофизических исследований скважин.

Нефтяная залежь Варандейского месторождения, приуроченная к нижнепермским отложениям, имеет размеры 10×2,2 км при максимальной высоте 54 м от уровня ВНК. Залежь имеет сложную конфигурацию и осложнена тектоническими нарушениями, которые разбивают её на северный, центральный и южный блоки. Гипсометрически блоки опущены относительно друг друга на 10–15 м. Сброс в центральной части залежи является экранирующим, делит залежь на 2 части. В южной части залежи ВНК принят по результатам опробования и материалам ГИС на АО – 1670 м, в северной – на АО – 1680 м.

По литолого-фациальным особенностям на основании данных ГИС и исследований керн в разрезе нижнепермских отложений выделено 3 пачки (сверху вниз):

- 1) кремнисто-карбонатная;
- 2) карбонатно-кремнистая;
- 3) карбонатная.

Первая и вторая пачка по возрасту относятся к артинскому ярусу, третья – к нерасчлененному ассельско-сакмарскому. Каждая пачка характеризуется отличными от других фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов и проницаемая её часть отделена от выше- и нижележащих пачек перемычками переменной толщины. На отдельных локальных участках эти перемычки исчезают (не выделяются по ГИС), образуя окна слияния коллекторов.

Первая пачка продуктивных отложений артинского яруса представлена чередованием известняков органогенно-детритовых и органогенно-обломочных, причём последние приурочены, преимущественно, в кровельной части пачки. Породы неравномерно перекристаллизованные и доломитизированные, с линзами окремнения. Текстура беспорядочная, слоисто-пятнистая, с наличием стилолитовых швов. Структура разнообломочная, преимущественно мелкодетритовая (размер обломков, в основном, 0,2–1 мм). Обломочный материал занимает до 80 % объёма породы, обломки слабо-, среднеокатанные. Цемент известняков вторичный, смешанный. В чистых разностях цемент порового, базально-порового типа, представлен вторичным средне-, мелкозернистым кальцитом. В окремнелых известняках цемент базальный, порово-базальный, тонкоагрегантный халцедоновый, с включениями изотропного опаловидного вещества. В большей степени именно состав и тип цемента определяют ФЕС данных пород. В нижней части разреза пачки развита трещиноватость.

Вторая пачка артинского яруса сложена известняками интенсивно окремнелыми и карбонатно-кремнистыми породами. Известняки слабодоломитизированные (содержание доломита составляет в среднем 5,1 %), с пятнистым окремнением, обломочно-детритовые, детритово-тонкокристаллические, неяснослойчатые. В составе обломочного материала, наряду с карбонатным детритом, присутствует значительное количество обломков кремниевых губок.

Карбонатно-кремнистые породы (сильно окремнелые известняки и известковые спонголиты) с органолитовой и криптокристаллической структурами, неяснослойчатые. Содержание кремнистой компоненты в составе данных пород составляет 40–80 %, она присутствует как в виде органогенного детрита и шлама, так и глобулярной матрицы, в которую помещены карбонатные реликты.

Наблюдаются достаточно многочисленные, хаотично ориентированные минеральные трещины длиной до 20 мм и толщиной от 0,008 до 1,1 мм. В известняках трещины залечены преимущественно полисинтетическим кальцитом, а в карбонатно-кремнистых породах заполнены халцедоном по стенкам трещин, опалом и кальцитом – центральные полости. Также встречаются более редкие открытые трещины длиной до 25 мм и толщиной до 0,025 мм.

Третья пачка продуктивных отложений нижней перми представлена известняками органогенно-детритовыми (вакстоун-пакстоун) и детритово-биоморфными, неяснослойчатыми, со следами слабой биотурбации. Доминирующей составляющей в обеих разностях пород являются водорослевые образования. Отложения этой пачки отличаются от первых двух значительным уменьшением в своём составе кремнистых пород (в среднем 10,4 %). Породы интенсивно перекристаллизованные. Пористость внутриволостного, ячеистого и трещинного типов, большая часть пор заполнена спари-

товым цементом, в некоторых случаях внутриполостные и ячеистые поры заполнены тёмно-бурым органическим веществом. Встречаются редкие, мелкие, чаще изолированные каверны, приуроченные к биоморфно-детритовым известнякам, форма каверн угловато-изометричная и щелевидная.

### **Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов**

#### *Отложения нижней перми*

На Варандейском месторождении отложения нижней перми характеризуются резкой изменчивостью физических свойств, обусловленной существенными вариациями пористости (0,7–31,1 %), минералогической плотности (2,37–2,75 г/см<sup>3</sup>), количества нерастворимого остатка (до 75 %), а также структурой порового пространства.

Емкостное пространство пород определяется пустотами первичного и вторичного происхождения.

К первичным пустотам относятся субкапиллярные и капиллярные поры, располагающиеся между зернами кальцита, слагающего органические остатки и цемент.

К вторичным пустотам относятся преимущественно поры, реже каверны, связанные своим происхождением процессам выщелачивания. Располагаются они в органических остатках и цементе, а также вдоль открытых и минеральных трещин. Развиты они неравномерно. Размер пор различный (0,1–1 мм), имеются каверны размером до 5 мм. Максимальные значения вторичной пористости по шлифам достигают 10–15 %.

Трещиноватость имеет преимущественно вертикальную направленность. В более плотных известняках появляются системы наклонных трещин. В отдельных образцах появляются хаотические короткие трещины. Представляя собой фильтрационные каналы, трещины образуют сообщающуюся систему внутри слоистой толщи известняков, характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами, что определяет неравномерный характер насыщения.

Большинство трещин относятся к категории внутрипластовых (до 16 см), наряду с ними присутствуют единичные трещины большой протяжённости (до 3 м), секущие серии пластов. В секущих трещинах отмечаются следы миграции нефти. Раскрытость трещин 15–20 мкм, трещинная проницаемость не превышает 5 мД. По результатам гидродинамических исследований скважин можно заключить, что в латеральном направлении трещины имеют преимущественную ориентацию с юго-востока на северо-запад.

В пачке I трещиноватость развита, в основном, в низкопористых породах – от 1 до 8 %, в пачке II диапазон развития трещиноватости шире – от 3 до 18 %. Наличие трещиноватости в пачке I способствует образованию сообщаемости между собой более пористых пропластков, в пачке II – образованию дополнительного фильтрационного потенциала слабопроницаемых поровых коллекторов.

Для порового типа коллектора в I и III пачках отмечается повышенный разброс точек, объясняемый неоднородностью структуры пустотного пространства, которая в свою очередь обусловлена избирательностью процессов выщелачивания.

Таким образом, нижнепермский карбонатный резервуар, вмещающий залежь нефти, сложен коллекторами различного типа с широким диапазоном ФЕС, изменяющихся как по разрезу, так и по площади. Преобладающим является поровый тип коллектора, в подчинённом объёме развиты порово-трещинный и трещинный типы.

По результатам гидродинамических исследований в эксплуатационных скважинах проницаемость значительно выше, чем по керну, и изменяется от 0,0006 до 0,935 мкм<sup>2</sup>, в среднем составляя 0,123 мкм<sup>2</sup>. Такая высокая проницаемость связана с наличием трещинных коллекторов.

Для матрицы карбонатных пород нижней перми характерны значительные колебания пористости и проницаемости. Так, по первой пачке пористость коллекторов по керну меняется от 5,9 до 25,4 %, проницаемость – от 0,002 до 295,1 · 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>; по второй пачке – от 12,2 до 31,1 % и от 0,04 до 64,15 · 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> и по третьей – соответственно от 8,6 до 30,6 % и от 0,3 до 15 · 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>.

### *Триасовые отложения*

Продуктивная толща чаркабожской и харалейской свит представлена отложениями континентальных фаций – красноцветными и пестроцветными породами, залегающих в виде переслаивания песчаников, алевролитов, глин и их переходных разновидностей. Коллекторами в основном служат средне- и мелкозернистые песчаники от среднесцементированных до рыхлых.

Особенностью терригенных коллекторов разреза является то, что они в большей своей части представлены слабосцементированными и рыхлыми разновидностями с высоким содержанием глин. Общая глинистость нефтенасыщенных пород чаркабожской свиты изменяется от 10 до 45 %, харалейской свиты от 0 до 30 %. В целом с уменьшением возраста триасовых отложений общая глинистость нефтенасыщенных пород уменьшается при относительно постоянном соотношении гранулометрического состава пород.

По характеру распределения глинистых минералов в разрезе присутствует рассеянная, структурная и слоистая глинистости, что в конечном итоге обуславливает высокую остаточную водонасыщенность коллекторов и в особенности в отложениях чаркабожской свиты до 41–67 % (пласты  $T_1^{IV}$  и др.). Остаточная водонасыщенность определялась методом капилляриметрии и ЯМР на экстрагированных образцах. По этим данным для отложений чаркабожской свиты остаточная водонасыщенность может иметь значения от 40 до 95 % с модальными значениями 52 и 79 %. Для отложений харалейской свиты содержание остаточной воды может меняться от 44 до 75 % с модальным значением 65 %. Во всём разрезе триаса присутствуют набухающие глинистые минералы – смектит и монтмориллонит, реже встречается волконскоит. С увеличением глинистости пород отмечается и рост содержания набухающих глинистых минералов. В зоне распределения коллекторов содержание набухающих минералов, как правило, не превышает 10 %.

Для триасовых отложений была также определена внутризерновая пористость, которая изменяется от 1 до 7 % с модальным значением 5 %, эта пористость приурочена к зёрнам структурной глины и частично изменённым зёрнам эффузивных пород и полевых шпатов.

Сопоставление величин открытой пористости и проницаемости по керновым данным показывает слабую корреляционную связь между этими параметрами, что является отражением полифациального характера пород-коллекторов.

По результатам интерпретации ГИС коллектора в триасовых отложениях на Варандейском месторождении также характеризуются высокой степенью неоднородности.

### **Состав и свойства пластовых флюидов**

#### *Нефти нижнепермской залежи*

Нефть нижнепермской залежи Варандейского месторождения относится к тяжёлым (плотность при 20 °С составляет 901,0 кг/м<sup>3</sup>), с повышенной вязкостью (7,1 МПа·с в пластовых условиях), смолистым, малопарафиновым, высокосернистым (серы свыше 2 %). Закономерностей в изменении свойств пластовой нефти как по разрезу, так и по площади залежи не отмечается.

Нефть в пластовых условиях содержит незначительное количество газа. Давление насыщения значительно ниже пластового и соответствует 7,66 МПа. Среднее газосодержание пластовой нефти по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб составляет 42,53 м<sup>3</sup>/т.

Растворённый в нефти газ преимущественно метановый по составу, содержит сероводород в довольно значительных количествах (в среднем по залежи 0,240 % об.), азот и углекислый газ. В газе обнаружено присутствие водорода. Концентрация гелия составляет в среднем 0,006 %, т.е. гораздо ниже кондиционного значения (0,035 %).

#### *Нефти залежей в триасовых отложениях*

На качественном уровне нефти из продуктивных отложений триаса характеризуется как тяжёлые, вязкие и высоковязкие, недонасыщенные газом. Давление насыщения нефти газом значительно ниже пластового.

Сепарированные нефти чаркабожской свиты тяжёлые, высоковязкие, смолисто-асфальтенистые, сернистые. Они содержат небольшие количества бензиновых фракций, до 200 °С выкипает 1–13 % об. По всем параметрам нефть пласта T<sub>1</sub> отличается от нефтей остальных пластов: менее тяжёлые (плотность 866 кг/м<sup>3</sup> против 956,5–979,5 по вышележащим пластам), вязкость 8,76 МПа·с, давление насыщения 8 МПа, газосодержание – 28,9 м<sup>3</sup>/т.

По данным исследования устьевых проб нефти харалейской свиты очень тяжёлые, плотностью 0,960–0,994 г/см<sup>3</sup>, высоковязкие, низкопарафинистые (парафина в среднем 0,93 %), сернистые (серы 2,70 %). Они содержат большое количество смолисто-асфальтеновых веществ (9,67–12,63 % асфальтенов и 10,43–13,49 % силикагелевых смол). Они практически не содержат светлых фракций.

Нефти триасовых отложений содержат значительные количества ванадия, железа и никеля, концентрация которых подчиняются следующей закономерности Fe > V > Ni. Преобладание железа типично для триасовой нефти. Высокое содержание металлов, с одной стороны, создаст проблемы при переработке нефти, так как ухудшает действие катализаторов. С другой стороны, некондиционные (непромышленные) содержания металлов не позволяют рассматривать нефти месторождения в качестве сырья для их извлечения.

### **Краткая характеристика проекта разработки месторождения**

На разработку Варандейского месторождения составлено шесть проектных технологических документов.

В 1994 году институтом ВНИИ «СевКавНИПинефть» составлен первый проектный документ – «Проект пробной эксплуатации Варандейского месторождения» (протокол ЦКР от 16.11.1994 г. № 1774).

В 1998 году было принято решение о переносе срока действия «Проекта пробной эксплуатации» на период 1999-2001 гг. (письмо от 25.11.1998 г., № ВГ-9644, подписанное Заместителем министра топлива и энергетики РФ).

В 2001 году НТЦ «Архангельскгеолдобыча» составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации Варандейского месторождения» (протокол ЦКР от 03.04.2001 г. № 2685) с целью создания семиточечного элемента с расстоянием между скважинами 600 м. Проектные показатели утверждены на период 2001-2002 гг.

По результатам разведочного и эксплуатационного бурения уточнено геологическое строение нижнепермской залежи.

В 2003 году на месторождении отсутствовал рабочий проектный документ.

В 2004 году Компанией «ПетроАльянс» составлен «Анализ разработки нижнепермской залежи Варандейского месторождения» (протокол ЦКР от 23.09.2004 г. № 3218) с целью уточнения извлекаемых запасов, совершенствования системы разработки и технологии добычи. Проектные показатели утверждены на период 2004–2007 гг.

Запасы углеводородов по триасовым пластам Варандейского месторождения подсчитаны ООО «ЛУКОЙЛ – ВолгоградНИПИморнефть» по договору с ООО «Нарьянмарнефтегаз» и утверждены ГКЗ Роснедра в 2005 году (протокол от 29.04.2005 г. № 1020).

В 2006-2007 гг. ООО «АНТ Техноил» и Компанией «ПетроАльянс» выполнялись «Авторские надзоры за реализацией проектного документа на разработку нижнепермской залежи Варандейского месторождения» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ТПП от 14.06.2006 г. № 454 и протокол ЦКР Роснедра от 04.10.2007 г. № 533). Основные утверждённые проектные решения оставлены без изменения. Предусмотрена дальнейшая реализация утверждённой системы разработки, откорректированы технологические показатели разработки и программы ГТМ нижнепермской залежи Варандейского месторождения.

Запасы углеводородов нижнепермских отложений Варандейского месторождения пересчитаны ООО «ЛУКОЙЛ – ВолгоградНИПИморнефть» по договору с ООО «Нарьянмарнефтегаз» и утверждены ГКЗ Роснедра (протокол от 31.01.2007 г. № 1338-дсп).

В 2007 году после уточнения геологического строения ООО «АНТ ТЕХНОИЛ» составлена «Технологическая схема разработки Варандейского месторождения».

## Характеристика состояния разработки месторождения

Месторождение открыто в 1975 году, введено в пробную эксплуатацию в 1999 году. В разработке находится один эксплуатационный объект – пласт нижепермских отложений  $P_1$ .

По состоянию на 01.01.2019 г. на месторождении отобрано 959 тыс. тонн нефти. До пробной эксплуатации было отобрано 133 тыс. тонн безводной нефти для обслуживания котельной. Текущий КИН (от запасов разрабатываемого пласта по категориям  $B + C_1$  – 15918 тыс. тонн) составил 0,06 при обводнённости продукции 57,1 %. Накопленная добыча жидкости – 1442,8 тыс. тонн. Разработка месторождения ведётся на режиме истощения пластовой энергии.

На балансе предприятия числится 43 скважины, в том числе: добывающих – 29, специальных – 11, наблюдательных – 3. Коэффициенты использования добывающих скважин – 0,94. Коэффициенты эксплуатации действующего фонда добывающих скважин – 0,95.

По переходящим скважинам фактическая добыча нефти – 68,7 тыс. тонн соответствует проекту – 67,9 тыс. тонн. Незначительное отклонение отработанного времени переходящих скважин – 3929 сут., проект – 4159 сут. (отклонение – 6 %) удалось компенсировать за счёт увеличения производительности скважин, дебит по нефти которых (17,5 тонн/сут.) выше проектной величины (16,3 тонн/сут.) на 7 %. Добыча жидкости по переходящим скважинам в 2018 году составила 160,2 тыс. тонн, при проектном отборе – 183 тыс. тонн (отклонение – 12 %). Отклонение связано с меньшей, чем ожидалось, продуктивностью переходящих скважин и соответственно меньшим отбором жидкости. В 2018 году средний дебит переходящих скважин по жидкости составил 40,8 тонн/сут., при проектном – 44 тонн/сут. (отклонение – 7 %).

За всю историю разработки на 01.01.2019 г. в эксплуатации на нефть на Варандейском месторождении перебивало 14 скважин. До пробной эксплуатации из поисково-разведочных скважин №№ 3 и 4 было отобрано 133 тыс. тонн (106 и 27 тыс. тонн соответственно) безводной нефти для обслуживания котельной.

В период 2014–2018 гг. отборы нефти за месяц постепенно снижались и в 2018 году в среднем составили 5728 тонн/мес.

Накопленный отбор нефти по скважинам изменяется от 1,4 тыс. тонн (скважина № 1006) до 194,1 тыс. тонн (скважина № 3) и в среднем составляет 68,5 тыс. тонн.

В 2018 году по объекту  $P_1$  добыто нефти 68,7 тыс. тонн, жидкости – 160,2 тыс. тонн. Темп отбора от НИЗ – 1,2 %. На 01.01.2019 г. отобрано 18,3 % от НИЗ при обводнённости продукции 57,1 %.

В эксплуатации на нефть перебивало 14 скважин. На дату анализа добывающие скважины эксплуатируются с дебитами по нефти от 3,4 до 57,7 тонн/сут., в среднем – 17,6 тонн/сут., с дебитами по жидкости от 19,0 до 65,2 тонн/сут., в среднем – 42,1 тонн/сут., обводнённость скважин – 2,0–89,4 %, в среднем – 58,3 %. Забойные давления в скважинах изменяются от 6,9 до 13,3 МПа, в среднем равны 8,9 МПа. Скважины эксплуатируются механизированным способом.

## Литература

1. Дополнение к технологической схеме разработки Варандейского месторождения : отчёт. – Ухта : ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2011.
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. 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. Мордвинов А.А., Воронина Н.В., Каракчиев Э.И. Лабораторно-экспериментальные и практические методы исследования нефтегазопромысловых процессов : учебное пособие. – Ухта: УГТУ, 2002. – 114 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., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
13. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
14. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
15. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
16. 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.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
18. Журавлёва Л.М. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород овинпармского горизонта Варандей-Адзвинской структурной зоны (Тимано-Печорская провинция) // Нефть, газ и бизнес. – 2014. – № 2. – С. 50–56.
19. Зверев И.О. [и др.]. Предпосылки формирования тектонически экранированных залежей нефти на севере Варандей-Адзвинской зоны // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 18–21.
20. Кисаева А.В., Резванов Э.Р. Геологический обзор нефтегазоносных комплексов Варандей-Адзвинской области // Ежегодный сборник научных трудов. ГАНУ «Институт стратегических исследований РБ» «Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения». – Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2019. – С. 125–127.
21. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 09. – 28 с.
22. Мотрук В.Д., Русалин А.М. Результаты геолого-разведочных работ на лицензионном участке Варандей-Адзвинской зоны // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 80–83.
23. Сотникова А.Г. Зоны нефтегазонакопления и приоритетные направления воспроизводства запасов нефти в карбонатных комплексах Варандей-Адзвинского авлакогена // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 1. – С. 18.
24. Тимонина Н.Н. Особенности строения природных резервуаров в триасовых отложениях севера Варандей-Адзвинской структурной зоны / Материалы XVII Геологического съезда Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России» (16–18 апреля 2019 года, г. Сыктывкар). – Сыктывкар : Издательство Института геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук, 2019. – С. 125–127.
25. Юрьева З.П., Валиукевичиус Й. Нижний девон Варандей-Адзвинской структурной зоны (стратиграфия, корреляция) // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2012. – № 5 (209). – С. 006–010.
26. 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. Addendum to the technological scheme of Varandey field development : report. – Ukhita : LLC «LUKOIL-Engineering», 2011.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a training manual for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2011. – 603 p.



3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Mordvinov A.A., Voronina N., Karakchiev E.I. Laboratory and Experimental and Practical Methods of Oil and Gas Field Processes Research : a Training Manual. – Ukhta : USTU, 2002. – 114 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – 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 training manual. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
12. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
13. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
14. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of determination of conditions of occurrence of the factors of pre-beach complications // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
15. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of physicochemical models and methods of forecasting the state of the collector rocks // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
16. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of development of multilayer deposits // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
18. Zhuravleva L.M. Filtration and capacitive properties of carbonate rocks of Ovinparm horizon Varandey-Adzvin structural zone (Timan-Pechora province) // Oil, gas and business. – 2014. – № 2. – P. 50–56.
19. Zverev I.O. [et al.]. Prerequisites to the formation of tectonically shielded oil deposits in the north of the Varandey-Adzvin zone // Oil industry. – 2012. – № 11. – P. 18–21.
20. Kisaeva A.V., Rezmanov E.R. Geological survey of oil and gas bearing complexes in Varandey-Adzvin region // Annual collection of scientific papers. SASU «Institute for Strategic Studies RB». «Oil and gas technologies and new materials. Problems and solutions». – Ufa : Publishing house of Ufa State Oil Technical University, 2019. – P. 125–127.
21. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental studies 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.
22. Motruk V.D., Rusalina A.M. Results of geological and exploration work on the license area Varandey-Adzvinzskaya zone // Oil industry. – 2011. – № 12. – P. 80–83.
23. Sotnikova A.G. Oil and gas accumulation zones and priority directions of oil reserves reproduction in carbonate complexes of Varandey-Adzvinzskiy avlacogen // Oil and gas geology. Theory and Practice. – 2010. – Vol. 5. – № 1. – P. 18.
24. Timonina N.N. Features of the structure of natural reservoirs in the Triassic sediments of the north of Varandey-Adzvin structural zone / Proceedings of the XVII Geological Congress of the Komi Republic «Geology and Mineral Resources of the European North-East of Russia» (16–18 April 2019, Syktyvkar). – Syktyvkar : Publishing house of the Institute of Geology of Komi Scientific Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2019. – P. 125–127.
25. Yuryeva Z.P., Valiukevichius Y. Lower Devon of Varandey-Adzvin structural zone (stratigraphy, correlation) // Bulletin of Institute of Geology of Komi Scientific Center of Ural Branch of Russian Academy of Sciences. – 2012. – № 5 (209). – P. 006–010.
26. Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas field development. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of entry December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.

УДК 622.279.7

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ  
ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИБКИХ ТРУБ  
НА УРЕНГОЙСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**TECHNOLOGY AND TECHNOLOGY  
OF UNDERGROUND REPAIR OF WELLS USING FLEXIBLE PIPES  
ON THE URENGOYSKOYE OIL, GAS AND CONDENSATE FIELD**

**Ноговицын Юрий Олегович**

мастер капитального ремонта скважин,  
ООО «Новоуренгойская буровая компания»  
Yura.nogovitsyn87@bk.ru

**Ряскин Андрей Владимирович**

мастер капитального ремонта скважин,  
ООО «Новоуренгойская буровая компания»  
Andreycheses24@gmail.com

**Шутов Дмитрий Васильевич**

инженер по планированию ремонта  
и обслуживанию оборудования,  
Интегрированный комплекс  
по добыче природного газа и конденсата,  
подготовке сжиженного газа,  
отгрузке СПГ и газового конденсата  
Южно-Тамбейского газоконденсатного  
Месторождения ПАО «НОВАТЭК» ООО «ЯМАЛ СПГ»  
dm-shutov72@inbox.ru

**Аннотация.** В настоящее время во всём мире при бурении, заканчивании, эксплуатации и ремонте скважин всё большую популярность приобретает использование непрерывных колонн гибких труб. Благодаря своим высоким эксплуатационным качествам, лёгкой приспособляемости к работе и преимуществам экологического характера, гибкие трубы из обычного инструмента для очистки скважин в прошлом становятся в последние годы эффективным средством решения множества задач при выполнении нефтегазопромысловых операций. Эти достоинства гибкой трубы в свою очередь сказываются на экономических показателях, обеспечивая существенную экономию затрат. Промысловый опыт показывает, что установки с гибкой трубой во многих случаях способны заменить установки для ремонта скважин и, нередко, буровые установки. Таким образом, технологии, базирующиеся на применении гибких труб, несут за собой будущее нефтегазовой промышленности всех добывающих стран и решают важную задачу поддержания объёмов добычи углеводородного сырья, охраны недр и окружающей среды путём повышения эффективности работ по ремонту скважин.

**Ключевые слова:** техника для проведения подземного ремонта скважин с применением гибких труб; агрегаты капитального и подземного ремонта скважин с применением гибких труб; комплекс оборудования, размещённый на двух специализированных транспортных средствах; агрегаты, смонтированные на серийных автомобильных шасси; оборудование устья скважины; гидравлический расчёт промывки песчаной пробки; общий обзор колтюбинговых технологий.

**Nogovitsyn Yuri Olegovich**

well overhaul master,  
LLC «Novy Urengoy Drilling Company»  
Yura.nogovitsyn87@bk.ru

**Ryaskin Andrey Vladimirovich**

well overhaul master,  
LLC «Novy Urengoy Drilling Company»  
Andreycheses24@gmail.com

**Shutov Dmitry Vasilievich**

Planning engineer  
maintenance department,  
Integrated facility for production,  
processing, liquefaction, LNG and  
gas condensate loading from the South  
Tambayskoye gas and condensate field  
«NOVATEK» PJSC «Yamal LNG» LLC  
dm-shutov72@inbox.ru

**Annotation.** Nowadays, the use of continuous coiled tubing strings is gaining popularity all over the world in drilling, completing, operating and repairing wells. Due to its high performance, ease of adaptability and environmental benefits, coiled tubing has become an effective tool in the past years from a conventional well cleaning tool in a multitude of applications in oil and gas field operations. These benefits of coiled tubing in turn translate into economic performance, providing significant cost savings. Field experience shows that coiled tubing rigs can in many cases replace workover rigs and often drilling rigs. Thus, technologies based on the use of flexible pipes carry the future of the oil and gas industry in all producing countries and solve the important problem of maintaining the volume of hydrocarbon production, protecting the subsoil and the environment by increasing the efficiency of well workovers.

**Keywords:** equipment for underground well workover using flexible pipes; well workover and workover units using flexible pipes; a set of equipment located on two specialized vehicles; units mounted on serial automobile chassis; wellhead equipment; hydraulic calculation of sand plug washing; general overview of coiled tubing technologies.

## **Техника для проведения подземного ремонта скважин с применением гибких труб**

К настоящему времени сформировалось несколько определённых и отличающихся друг от друга направлений в проектировании и изготовлении комплексов оборудования для работы с использованием колонны гибких труб. Под термином «комплекс» в дальнейшем будем подразумевать набор оборудования, позволяющий выполнять все технологические операции при подземном ремонте скважин с применением КГТ. К ним относятся:

- транспортные операции по доставке оборудования на место проведения работ;
- спуск и подъём колонны гибких труб;
- подготовка технологической жидкости, применяемой при ремонте скважины, – доставка жидкости, её подогрев и т.д.;
- собственно подземный ремонт – промывка пробок, сбивка клапана. К этой же группе операций относится и закачка жидкости в скважину;
- операции по восстановлению свойств технологической жидкости, использованной в процессе подземного ремонта, – дегазация, очистка и подогрев. При определённой организации работ эта группа операций может не выполняться.

В строгом смысле слова термину «комплекс» удовлетворяет не всё оборудование. Например, машины, поставленные фирмами «Hydra Rig», «Dresco», «Stewart & Stevenson», а также в достаточной степени, отечественная установка «Скорпион» представляют собой комплексы, поскольку они обеспечивают проведение операций и с гибкой трубой, и с технологической жидкостью. А установки, выпускаемые заводом «Рудгормаш», фирмой «Коннас», и другие позволяют осуществлять работу только с колонной гибких труб. Поэтому при использовании их во время подземного ремонта скважин необходимо дополнительно иметь насосный агрегат для технологической жидкости, передвижные парогенераторные установки для подачи тепла в емкость для хранения, нагрева и дегазации жидкости.

Несмотря на сложность и значительные габариты оборудования для обеспечения подачи технологической жидкости, его основные компоненты не являются принципиально новыми, и поэтому не требуется поиска иных конструктивных решений. Основные проблемы при создании комплекса агрегатов связаны с разработкой оборудования для использования колонны гибких труб.

Все элементы, входящие в комплекс рассматриваемого оборудования, выполняются мобильными. Отличаются они лишь количеством единиц, входящих в комплекс, типами транспортных средств, используемых для их перемещения, и компоновками основных узлов на последних. Столь пристальное внимание к средствам транспортирования обусловлено тем, что именно они в значительной степени определяют общую компоновку машин и их основные показатели.

Рассмотрим наиболее характерные и достаточно хорошо отработанные в настоящее время конструктивные решения.

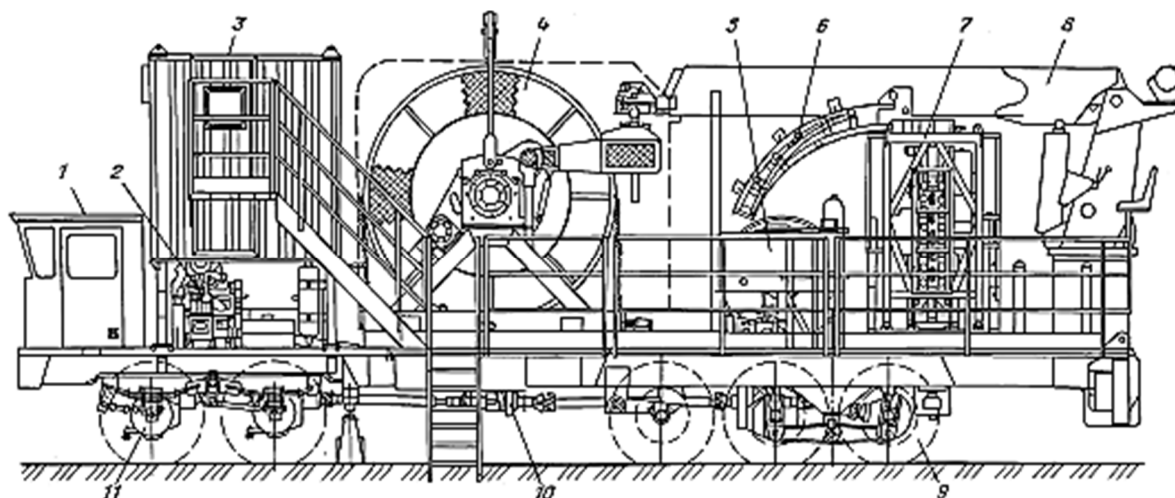
### **Агрегаты капитального и подземного ремонта скважин с применением гибких труб**

#### *Комплекс оборудования, размещённый на двух специализированных транспортных средствах*

Наиболее типичным из описываемых комплексов является оборудование фирмы «Dresco». Оно представляет собой два агрегата, один из которых осуществляет операции с трубой, второй обеспечивает подачу технологической жидкости.

Агрегат, обеспечивающий работу с КГТ (рис. 1), смонтирован на специализированном шасси с формулой «10х10». Оно включает два передних и три задних моста, которые все являются ведущими. В конструкции используют серийно изготавливаемые мосты, установленные на раму, специально спроектированную для данного агрегата. Для перемещения последнего и привода его механизмов во время работы служит дизельный двигатель, расположенный за кабиной водителя. Крутящий момент от двигателя передаётся карданным валом к раздаточной коробке, находящейся в средней части рамы, а от неё – к группе передних и задних мостов. Над двигателем смонтирована

кабина управления агрегатом, которая может перемещаться вертикально по специальным направляющим на высоту около 1 м.

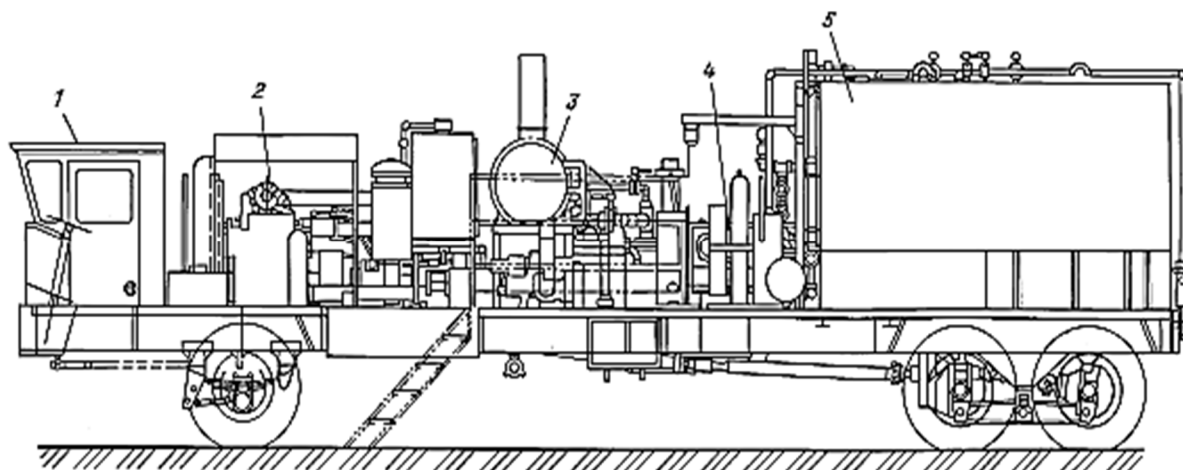


**Рисунок 1** – Агрегат для работы с колонной гибких труб фирмы «Dresco»:

- 1 – кабина водителя; 2 – силовой агрегат; 3 – кабина оператора; 4 – барабан с КГТ;  
 5 – катушки с гибкими шлангами; 6 – направляющая дуга; 7 – транспортёр; 8 – монтажное устройство;  
 9 – задняя тележка шасси; 10 – раздаточная коробка шасси; 11 – передняя тележка шасси

В средней части рамы агрегата находится барабан с колонной гибких труб, на нем смонтирован укладчик трубы. В кормовой части агрегата установлен гидроприводной манипулятор, предусмотрено место для перевозки транспортёра, превентора и инструментов. Рядом с ними располагается катушка с гибкими трубопроводами, служащими для соединения транспортёра с агрегатом. Последний в рабочем положении на скважине опирается на четыре гидравлических домкрата. Для обслуживания оборудования агрегат имеет удобные лестницы и трапы, позволяющие безопасно перемещаться и работать на нём.

Агрегат, обеспечивающий нагрев и закачивание технологической жидкости, показан на рисунке 2. Его оборудование смонтировано на специализированном автошасси с формулой «6×4», конструкция кабины управления которого аналогична применяемой в агрегате для работы с колонной гибких труб. И так же за кабиной водителя расположен двигатель. Кабина для обслуживающего персонала здесь отсутствует, а управление узлами агрегата осуществляется со специального пульта, расположенного в средней части установки. На агрегате имеется печь для нагрева технологической жидкости, насос для закачивания её в колонну гибких труб, ёмкость для хранения, топливные баки и контрольно-измерительная аппаратура.

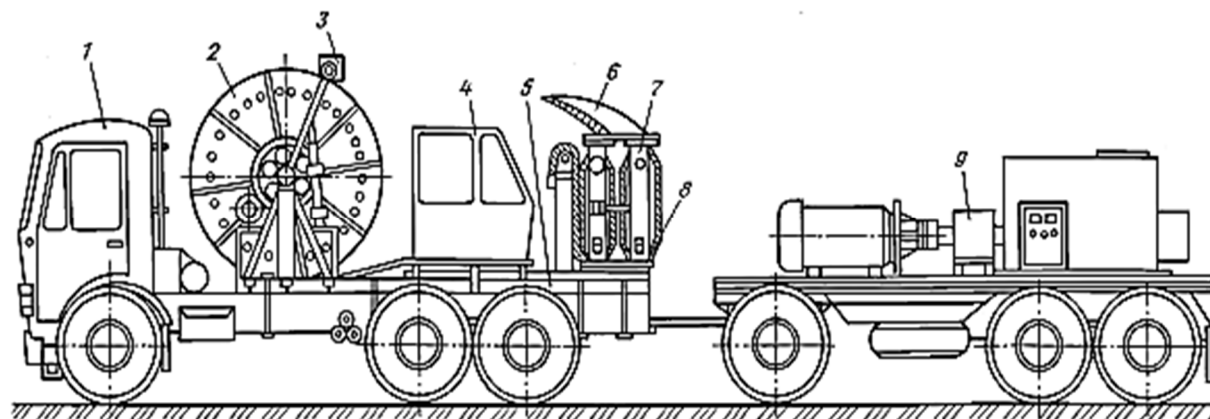


**Рисунок 2** – Агрегат для подготовки и закачки технологической жидкости фирмы «Dresco»:

- 1 – кабина водителя; 2 – силовой агрегат; 3 – нагреватель;  
 4 – плунжерный насос для нагнетания технологической жидкости; 5 – ёмкость для технологической жидкости

Нагретая жидкость подается от насоса к агрегату с КГТ по металлическому трубопроводу, снабженному быстроразъёмными соединениями.

Необходимо отметить, что кабины управления транспортными базами не только описанного оборудования, но и всех других импортных агрегатов хорошо спроектированы. Они удобны при управлении машинами в дорожных условиях и обеспечивают достаточный обзор в рабочем положении при установке их на скважинах. Основным недостатком рассматриваемого комплекса является ограниченная проходимость, обусловленная, прежде всего, малым диаметром колёс шасси. Для полноты обзора конструкций агрегатов следует отметить, что существуют различные варианты размещения комплекса оборудования на транспортном средстве и его прицепе, один из которых представлен на рисунке 3.



**Рисунок 3** – Размещение комплекса оборудования на автомобильном шасси и прицепе:

- 1 – кабина водителя; 2 – барабан с колонной гибких труб; 3 – укладчик КГТ; 4 – кабина оператора;
- 5 – рама агрегата; 6 – направляющая дуга; 7 – транспортёр;
- 8 – механизм установки транспортёра в рабочее положение;
- 9 – насос для нагнетания технологической жидкости

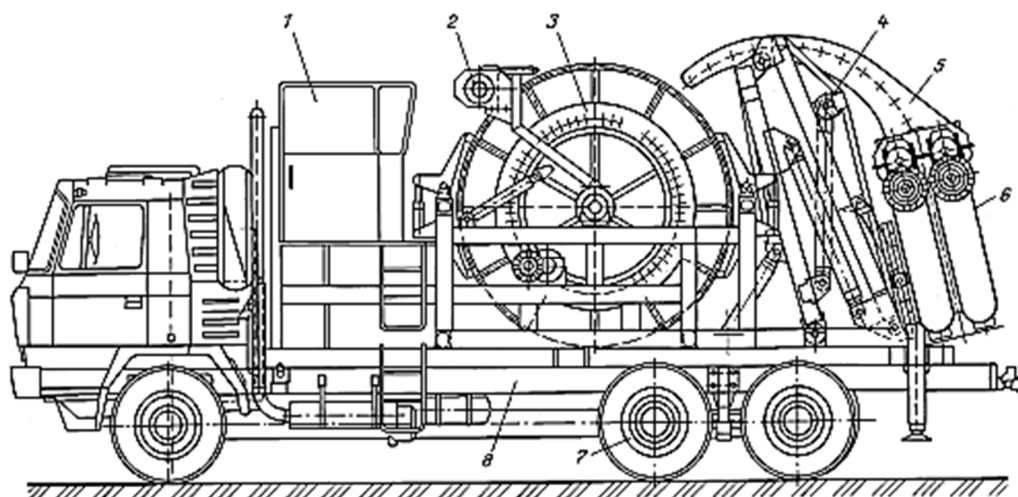
Они интересны тем, что кабина оператора располагается в кормовой части за барабаном. При этом оператор имеет хороший обзор устьевого оборудования, однако наблюдение за процессом намотки трубы на барабан затруднено.

### **Агрегаты, смонтированные на серийных автомобильных шасси**

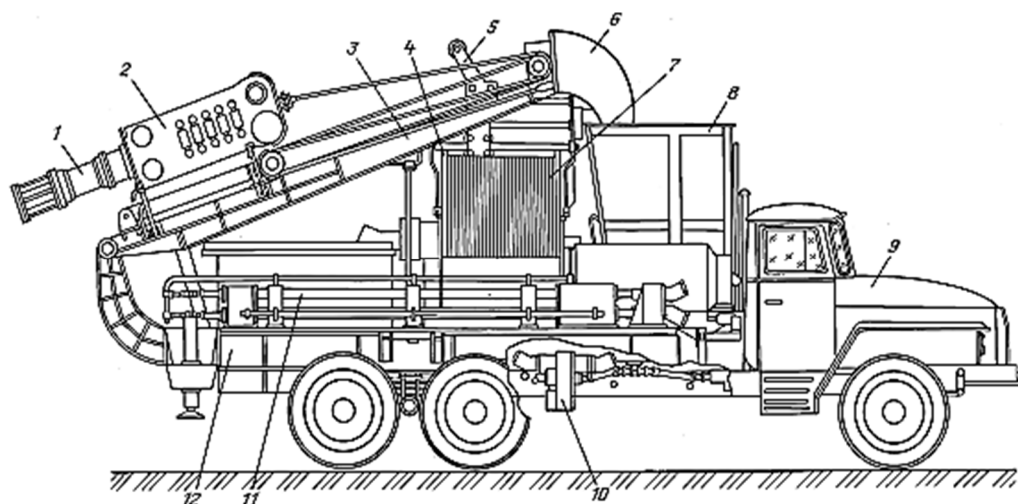
Использование оригинальных либо изготавливаемых малыми сериями шасси приводит к существенному удорожанию агрегата и оправдано лишь в тех случаях, когда стандартное серийное шасси не обеспечивает заданных требований по грузоподъёмности или габаритам. В то же время применение серийных образцов, хотя и приводит к удешевлению транспортной базы в 5–7 раз по сравнению с оригинальными конструкциями, создаёт ряд трудностей при проектировании агрегата. В первую очередь к ним относится обеспечение необходимых транспортных габаритов установки и распределения нагрузки на колёса. Кроме того, приходится планировать мощности, потребляемые отдельными узлами, и режимы их работы в соответствии с мощностью, которую можно отбирать от ходового двигателя.

Как правило, для описываемых агрегатов используют автомобильные шасси «КамАЗ» и «УралАЗ», обладающие грузоподъёмностью не менее 12 тонн и имеющие достаточно длинную раму. Достаточно широко для монтажа нефтепромыслового оборудования применяются автошасси «КрАЗ». Однако к их отдельным недостаткам в настоящее время прибавилась и сложность поставки машин и запасных частей к ним, поскольку завод-изготовитель находится в ближнем зарубежье.

Наиболее характерными конструкциями с использованием различных решений являются следующие агрегаты: КПРС, изготавливаемый заводом «Рудгормаш» (рис. 4), и «Скорпион», выпускаемый заводом «Брянский Арсенал» (рис. 5).



**Рисунок 4** – Агрегат КПРС, изготавливаемый заводом «Рудгормаш», в транспортном положении:  
 1 – кабина оператора; 2 – укладчик гибкой трубы; 3 – барабан с КГТ;  
 4 – механизм установки транспортёра в рабочее положение; 5 – направляющая дуга; 6 – транспортёр;  
 7 – автомобильное шасси; 8 – рама агрегата



**Рисунок 5** – Агрегат «Скорпион» в транспортном положении:  
 1 – герметизатор устья; 2 – транспортёр; 3 – монтажное устройство; 4 – барабан; 5 – укладчик КГТ;  
 6 – направляющая дуга; 7 – колонна гибких труб; 8 – кабина оператора в транспортном положении;  
 9 – автомобильное шасси; 10 – раздаточный редуктор насосов гидропривода;  
 11 – винтовые насосы для подачи технологической жидкости; 12 – рама агрегата

Агрегат КПРС имеет традиционную компоновку. Кабина оператора расположена за кабиной водителя, барабан с колонной гибких труб – в средней части шасси, а в кормовой его части – транспортёр и устройство для монтажа-демонтажа.

В этой конструкции манипулятор для проведения монтажных работ выполнен в виде рычажного механизма, несущего транспортёр.

Кабина управления агрегатом жестко закреплена на раме шасси. Ниже неё располагаются коробка отбора мощности от ходового двигателя и гидропривод.

В рабочем положении агрегата на скважине рессоры задней тележки автошасси разгружаются посредством двух гидравлических домкратов.

Компоновка агрегата «Скорпион» отличается от традиционной. В этой конструкции ось барабана для колонны гибких труб расположена вдоль оси автомобильного шасси, кабина оператора в транспортном положении размещена за кабиной водителя, но в рабочем положении она поворачивается на кронштейне относительно вертикальной оси. При этом справа от оператора находится устье.

Для монтажа транспортёра на устье скважины используют мачту, в верхней части которой расположена направляющая для гибкой трубы. Транспортёр с герметизатором устья в транспортном положении располагается на мачте.

В кормовой части агрегата имеется ёмкость для хранения технологической жидкости с теплообменником для подачи пара, а вдоль левого борта (по ходу автомобиля) размещены два винтовых насоса для нагнетания жидкости. Два последних узла позволяют говорить о данном агрегате как о комплексе, обеспечивающем не только перемещение колонны гибких труб, но и закачивание технологической жидкости. В обоих рассмотренных агрегатах ходовой двигатель используют в качестве приводного при работе на скважине. Для более полного представления на рисунке 6 показаны возможные компоновки агрегатов, смонтированных на автомобильных шасси.

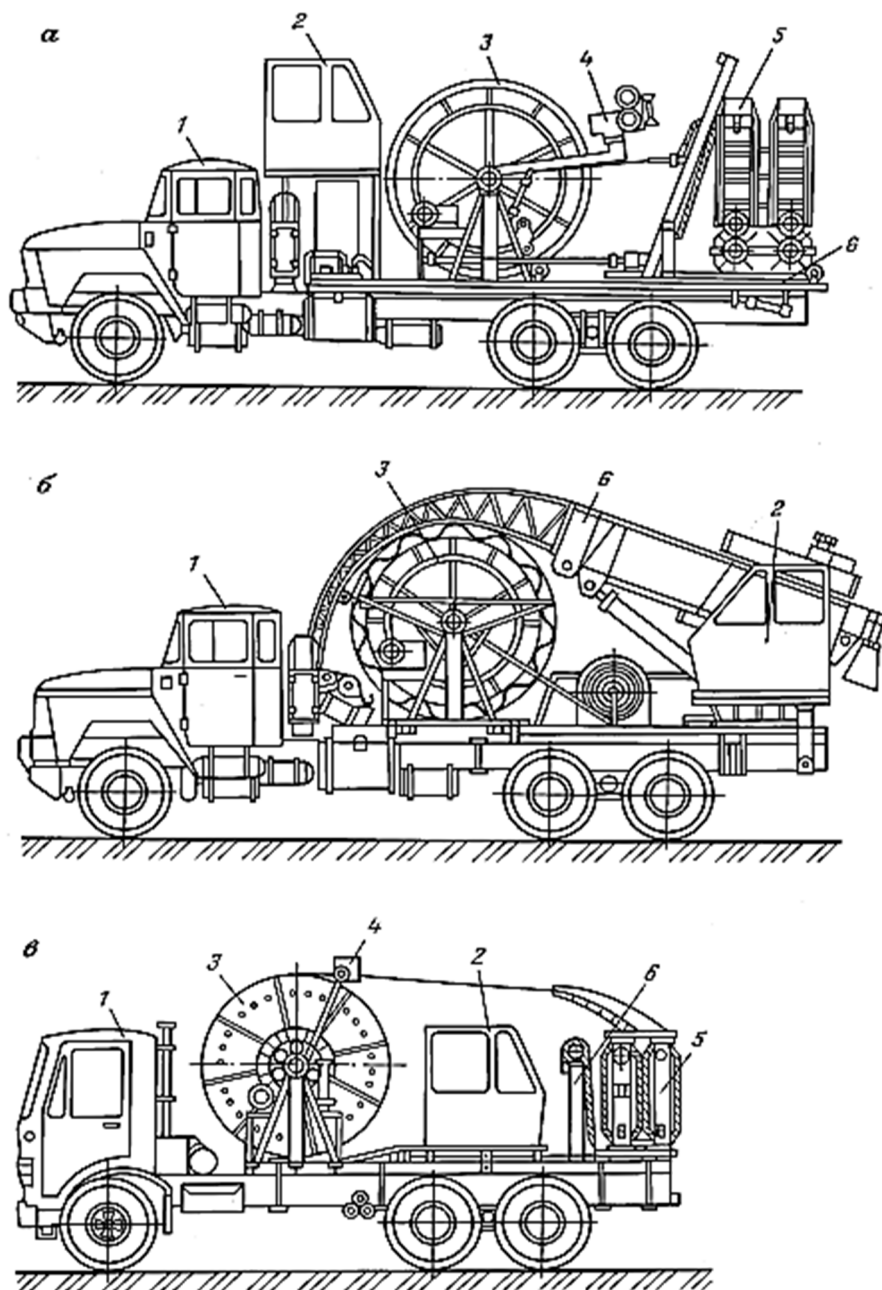


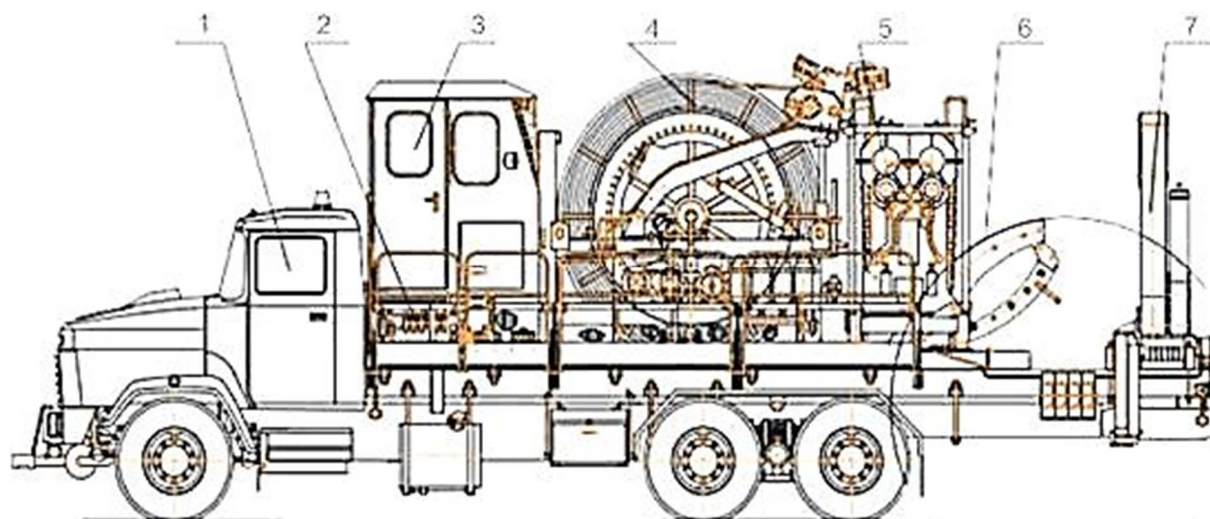
Рисунок 6 – Компоновки агрегатов на автомобильном шасси:

Местоположение кабины оператора:

- а – за кабиной водителя; б – на корме агрегата; в – между барабаном для КГТ и транспортёром;  
 1 – кабина водителя; 2 – кабина оператора; 3 – барабан с КГТ; 4 – укладчик трубы; 5 – транспортёр;  
 6 – механизм установки транспортёра в рабочее положение

Следует сказать и о колтюбинговой установке подземного и капитального ремонта скважин «Уран-20.1» (рис. 7). Тяговое усилие инжектора установки 15 тонн, ёмкость барабана для БДТ 38,1 мм – до 2600 м, допустимое давление в скважине – до 35 МПа.





**Рисунок 7** – Агрегат «Уран 20.1» в транспортном положении:

1 – кабина водителя; 2 – блок гидросистемы; 3 – кабина оператора; 4 – барабан с КГТ; 5 – транспортёр КГТ; 6 – дуга направляющая; 7 – гидроманипулятор

Техника заслужила высокие оценки специалистов, зарекомендовав себя как надёжный высокотехнологичный комплекс оборудования. Установки «Уран» могут работать на скважинах всех типов: условно-вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных.

Хорошие эксплуатационные показатели и технические характеристики позволили заводу ОАО «Первомайскхиммаш» стать официальным поставщиком колтюбинговых установок для ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром».

В настоящее время разработаны колтюбинговые установки нового поколения «Уран-20.2», «Уран-20.21» с тяговым усилием инжектора до 30 тонн и ёмкостью барабана для ДБТ 38,1 мм – до 5000 м. Данные установки рассчитаны для работы на скважине с давлением до 70 МПа.

Монтаж с установкой ПВО и механизма подачи, или демонтаж установки занимают не более двух часов. Рациональная компоновка оборудования позволяет проводить спускоподъёмные операции без непосредственного контакта с фонтанной арматурой. Разгрузка устья скважин от веса монтируемого оборудования на четыре опорные стойки, регулируемые по высоте.

Применена импортная гидроаппаратура. Применение высокомоментных импортных гидромоторов «Danfos» упрощает конструкцию редукторов, приводов. Разводка гидросистемы выполнена в виде стальных трубопроводов, что повышает её надёжность. Большой объём гидробака (700 л) обеспечивает стабильную температуру масла в системе. Применено раздельное питание гидролиний, основных систем установки, каждой от своего насоса насосной станции.

Конструкция герметизатора позволяет вести присоединение различного инструмента (насадки, наконечники), обратных клапанов без разборки герметизатора; производить замену сальника, не вынимая БДТ из инжектора (разъёмный сальник) и вести визуальное наблюдение за БДТ между инжектором и фонтанной арматурой.

Комплектуется вспомогательным оборудованием: насадками размывочными, втулками для ремонта трубы, приспособлениями для ремонта и фиксации БДТ.

Запроектирован большой запас по производительности насосов насосной установки, применены аксиально-поршневые насосы отечественного производства. Применена электронная система контроля параметров технологического процесса с возможностью фиксации параметров в запоминающем устройстве и наличие дублирующего механического счётчика метража трубы. Мощная система освещения обеспечивает возможность выполнения работ в ночное время суток и позволяет освещать установку, устье скважины и дополнительное оборудование.

Наличие лестниц и площадок с ограждениями позволяет безопасно проводить работы по монтажу и демонтажу оборудования при высоте фонтанной арматуры до 5 м.



### **Агрегаты, смонтированные на прицепах (полуприцепах)**

Монтаж оборудования агрегата на прицепе (типа трейлера) позволяет значительно сократить долю стоимости транспортной базы в общем балансе стоимости агрегата, значительно упростить компоновку последнего, обеспечить реализацию необходимых параметров при меньших весовых и габаритных ограничениях. Такие фирмы, как «Dowell», «Newco Well Service Ltd.», применяют подобные решения. В этом случае привод агрегата осуществляют от палубного двигателя.

### **Оборудование устья скважины**

Оборудование устья скважины при проведении работ с использованием колонны гибких труб содержит эксплуатационную арматуру, используемую на данной скважине. Это может быть фонтанная арматура, эксплуатационная арматура установки электроцентробежного насоса, арматура нагнетательной скважины, штанговая скважинная установка с эксцентричной шайбой.

В первых трёх случаях на фланце верхней стволовой задвижки монтируют четырёхсекционный превентор, входящий в состав комплекса оборудования. Превентор должен обеспечивать свободный пропуск колонны гибких труб в скважину.

В рассматриваемых комплексах оборудования используют плащечные превенторы с механическим или гидравлическим приводом. При этом конструкции исполнительной части превенторов – корпуса и плашки – практически идентичны. Предпочтительнее применять превенторы с гидравлическим приводом, поскольку ручное управление штурвалами бывает затруднено при высокой эксплуатационной устьевой верхней фланец последней арматуре. Нередки случаи, когда для нефтяной скважины находится на высоте 1,5–2 м, а газовой – на высоте 3–4 м. Однако использование комбинированных приводов (ручного и гидравлического) повышает комфортность управления агрегатом.

На верхнем фланце превентора монтируют герметизатор. Основное назначение герметизатора – это изоляция внутренней полости скважины и колонны лифтовых труб от внешней среды, исключение утечек в зазоре между его корпусом и поверхностью гибких труб. Он должен обеспечивать герметичность, как в штатном режиме работы агрегата, так и при отказе или остановки каких-либо систем.

Герметизатор выполняют в виде контактного уплотнения с использованием в качестве уплотнительного элемента б втулки из эластомера. Материалом для создания герметизатора служит маслобензоизносостойкая резина или полиуретан. Уплотнение осуществляют с принудительным поджимом к уплотняемой поверхности, для чего используют гидравлический привод, которым управляют из кабины оператора агрегата. В процессе работы в зависимости от положения штока цилиндра гидропривода уплотнительный элемент может обеспечивать гарантированный зазор или плотное прижатие к поверхности гибкой трубы. Уплотнительный элемент является специфическим узлом, применяемым только для агрегатов ПРС. Поэтому расчёт его основных элементов в технической литературе практически не освещён.

Над герметизатором устанавливают устройство, обеспечивающее принудительное перемещение колонны гибких труб вверх или вниз. В отечественной технической литературе это устройство называют транспортёром, а в англоязычной – инжектором или инъекционной головкой.

Он должен обеспечивать надёжное перемещение колонны гибких труб в заданном диапазоне без проскальзывания рабочих элементов и повреждений наружной поверхности трубы и её геометрии.

К настоящему времени сложились два направления в конструировании транспортёров – с одной и двумя тяговыми цепями, снабжёнными плашками, взаимодействующими с колонной гибких труб. Плашки прижимаются к гибкой трубе с помощью гидравлических цилиндров. Кроме того, из патентной и технической литературы известны и другие конструкции транспортёров, однако они представляют интерес только как образцы развития технической мысли конструкторов.

При наличии каких-либо дефектов гибкой трубы (например, местное смятие, вспучивание, нарушение правильной геометрии) отклоняется от своего нормального положения плашка, контактирующая с поверхностью трубы в этой зоне.

Необходимый закон изменения тягового усилия по длине контакта плашек с трубой устанавливается регуляторами давления и изменениями диаметров цилиндров.

В агрегатах для работы с колонной гибких труб реализуют обычно два направления оформления узлов крепления транспортёра в рабочем положении.

Как правило, эту опору снабжают растяжками, которые крепят к установленным в грунте якорям. В ряде конструкций агрегатов транспортёр дополнительно удерживается в верхней части посредством монтажного устройства, обеспечивающего его установку. И дополнительное крепление в верхней части, и растяжки служат для восприятия горизонтальных составляющих усилий при перемещении трубы в периоды спуска или подъёма.

Опора транспортёра должна иметь достаточную высоту, чтобы обеспечить установку этого узла над фонтанной арматурой, превентором и уплотнительным элементом устья.

Преимущество подобной системы заключается в практически полной разгрузке устья скважины от поперечных усилий, возникающих при операциях монтажа-демонтажа оборудования и действии агрегата. Это особенно важно при работе с «высокими» устьями, на которых даже незначительные поперечные усилия приводят к появлению больших изгибающих моментов, воздействующих на элементы устьевого оборудования.

Использование опоры транспортёра позволяет разгрузить устье от вертикальных сил, обусловленных собственным весом оборудования, и нагрузки от веса колонны гибких труб, спущенных в скважину.

Второе решение предусматривает монтаж транспортёра непосредственно на герметизатор устья. Использование опоры транспортёра позволяет разгрузить устье от вертикальных сил, обусловленных собственным весом оборудования, и нагрузки от веса колонны гибких труб, спущенных в скважину.

К недостаткам следует отнести необходимость хотя и в простом, но дополнительном узле – опоре, которую нужно собирать и устанавливать на устье скважины перед монтажом транспортёра. В данной конструкции агрегата монтаж-демонтаж осуществляют с помощью манипулятора, к которому жёстко присоединён транспортёр. При работе агрегата штоки гидроцилиндров, перемещающих манипулятор, фиксируются, что обеспечивает жёсткую связь транспортёра с установкой.

Преимуществом данного технического решения является комплексное использование манипулятора, а недостатком – неизбежность возникновения поперечных сил, воздействующих на устье как при монтаже-демонтаже, так и при работе агрегата. Последнее обусловлено неизбежной просадкой домкратов, на которые опирается рама агрегата, и низкой жёсткостью самого манипулятора. Кроме того, на устье скважины передаются усилия веса транспортёра и колонны гибких труб. На газовых скважинах работа с подобным оборудованием из-за возможности разрушения фонтанной арматуры запрещена Росгостехнадзором.

Колонна гибких труб или её часть, не находящаяся в скважине, располагается на барабане, конструкция которого имеет вид цилиндрической бочки, как правило, подкреплённой изнутри рёбрами и снабжённой по бокам ребордами или радиально расположенными стержнями. Барабан вращается на валу, установленном на подшипниках качения. Для фиксации «мёртвого» конца гибкой трубы, намотанной на барабан, его бочка имеет зажимы. Диаметр последней в зависимости от диаметра гибкой трубы изменяется от 1,6 до 2 м, а ширина составляет в среднем 1,8–2,5 м. «Мёртвый» конец гибкой трубы соединяется через задвижку, а в ряде случаев и через обратный клапан с каналом, просверленным в валу барабана. У выхода из отверстия на торце вала размещают вертлюг, обеспечивающий подачу технологической жидкости от насосов в полость вала и далее в колонну гибких труб.

Необходимость установки задвижки обусловлена требованиями безопасности – в случае потери герметичности вертлюга или трубопроводов манифольда она обеспечивает герметичность внутренней полости колонны гибких труб, находящихся в скважине, и исключает неконтролируемое истечение жидкости в окружающее пространство. Наиболее предпочтительной является конструкция узла с задвижкой, а не с об-

ратным клапаном, поскольку с её помощью при возникновении аварийной ситуации можно оперативно управлять процессом и уменьшать гидравлические потери при течении технологической жидкости.

Узел крепления «мертвого» конца трубы, соединительные элементы и задвижку располагают во внутренней полости бочки барабана. В некоторых конструкциях там же размещают и привод барабана – гидромотор и редуктор.

В комплект барабана для гибкой трубы входит и её укладчик – устройство для обеспечения ровной укладки витков трубы при её разматывании и наматывании. В настоящее время общепринято монтировать укладчик в виде двухзаходного винта, перемещающего каретку по направляющим. Через неё пропускается гибкая труба, наматываемая на барабан. Винт приводится в действие от вала барабана посредством цепной передачи. Ролики каретки, направляющие гибкую трубу, соединяются гибким тросом со счётчиком, регистрирующим глубину её спуска. Специалисты некоторых фирм считают необходимым дублирование счётчиков, устанавливая один непосредственно на каретке, а второй – в кабине оператора.

Узел, в который входит барабан, может быть неподвижно закреплён на раме агрегата или иметь вертикальную ось, позволяющую ему поворачиваться с небольшими отклонениями (15-20°), что приводит к снижению нагрузки на элементы агрегата при разматывании или наматывании витков трубы, находящихся на краях барабана. Однако в этом случае усложняются конструкции и рамы, и узла барабана.

Для обеспечения смазки поверхности трубы, направляемой в скважину, и защиты её от коррозии после извлечения на поверхность проводят орошение (смачивание) трубы, намотанной на барабан. Для этого вдоль нижней части барабана устанавливают распылители, а под ним самим – сборник. В некоторых случаях смазка трубы осуществляется вручную.

Осуществление управления агрегатом производится из кабины оператора, в которой располагаются пульты управления основным и вспомогательным оборудованием, а также весь комплекс контрольно-измерительных приборов. Также кабина оператора должна отвечать требованиям конструктивной гармоничности агрегата, быть удобным и комфортным рабочим местом, допускать хороший обзор рабочей зоны.

### **Гидравлический расчёт промывки песчаной пробки**

Появление песка на забое скважины может быть обусловлено оседанием частиц пласта, выносимых через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне во внутреннюю полость скважины. Этот процесс происходит практически во всех нефтяных и газовых скважинах, и его интенсивность определяется механическими свойствами продуктивного пласта.

Песок может оказаться на забое скважины после проведения операций подземного ремонта скважины, связанных с использованием гидropескоструйных перфораторов, и после выполнения гидравлического разрыва пласта. Наконец, определённое количество песка может быть намыто при создании искусственного забоя. Независимо от причин появления песка для обеспечения нормальной эксплуатации скважины его следует удалять. При этом отрицательное воздействие на пласт должно быть минимальным.

При выборе оборудования для выполнения подобных работ нужно иметь в виду, что длина колонны гибких труб, содержащихся на катушке барабана агрегата, должна быть не меньше глубины забоя скважины.

Очистку эксплуатационной колонны (или забоя) от песка осуществляют с помощью внутрискважинного оборудования. У устья скважины располагают агрегат с колонной гибких труб, насосный агрегат, буферную ёмкость для приёма поднимающейся из скважины промывочной жидкости.

Основным требованием к последней является способность её выносить твёрдые частицы из скважины, что необходимо и при бурении, и при подземном ремонте скважин. Во время работы с колоннами гибких труб выполнение этого требования приобретает особую важность, поскольку их использование накладывает определённые ограничения на эффективность данного процесса.

В качестве промывочных используют два типа жидкостей – ньютоновские и неньютоновские. К первой группе относятся вода, соляные растворы на воде, углеводородные жидкости (дизельное топливо, очищенная нефть). Все они имеют постоянную вязкость.

Вторую группу составляют буровые растворы и гели. Для них характерно наличие зависимости вязкости от условий течения, они обладают ярко выраженными релаксационными свойствами, а зависимость между скоростью и напряжением сдвига у них нелинейна. Помимо описанных используют сжимаемые жидкости, содержащие газ. К ним же, правда, с определённой условностью могут быть отнесены и пены, поскольку они представляют собой газожидкостную эмульсию. В качестве жидкости для образования пен используют воду или нефть, в качестве газа – азот. Для образования устойчивой пены добавляют небольшое количество ПАВ (до 5–6 %). Использование пен в качестве промывочных жидкостей обусловлено стремлением снизить гидростатическое давление на пласт при выполнении технологических операций.

Важным свойством пены является её способность удерживать во взвешенном состоянии крупные твёрдые частицы, что не удаётся другим типам промывочных жидкостей. При промывке скважин, имеющих угол наклона более 30°, применение пен нежелательно, так как при их распаде в процессе подъёма по колонне лифтовых труб происходит образование застойных зон в местах, где колонна гибких труб соприкасается с внутренней поверхностью лифтовых труб. В ряде случаев может образовываться поток жидкости, направленный сверху вниз, который переносит частицы песка обратно на забой. Предотвратить это явление можно, если обеспечить турбулентный режим течения промывочной жидкости по всему поперечному сечению лифтовой колонны. Этому способствует подача в промывочную жидкость азота.

Жидкости, содержащие газ и пены, требуют более сложных режимов работы оборудования. При их использовании, как правило, необходимо обеспечивать дросселирование поднимающегося потока на выходе из устьевого арматуры. В качестве промывочного агента используют также и газ, в подавляющем большинстве случаев – это азот. К положительным его свойствам следует отнести нетоксичность, инертность, плохое растворение в воде и углеводородных жидкостях.

Использование газа позволяет резко снизить величину гидростатического давления на забой скважины.

Основными показателями процесса промывки скважины являются величины скоростей в колонне гибких труб  $v_{г}$  и затрубном пространстве  $v_{з}$ .

Скорость восходящего потока при работе с КГТ, как и при любой промывке, должна превосходить скорость оседания в ней твёрдых частиц. Это условие справедливо для вертикальных скважин и наклонных участков в последних с отклонением от вертикали до 45°. Для более пологих и тем более горизонтальных участков скважины процесс выноса твёрдых частиц гораздо сложнее. В таких случаях происходит образование застойных зон в местах контакта гибкой трубы со стенкой скважины или эксплуатационной колонной. В этой зоне частицы песка оседают, несмотря на достаточную среднюю скорость течения. Для предотвращения этого явления или сведения его отрицательного эффекта к минимуму необходимо обеспечивать достаточную турбулентность потока восходящей жидкости.

Для оценки возможности выноса твёрдых частиц потоком жидкости используют понятие установившейся скорости оседания частиц.

Установившаяся скорость оседания  $v_{уст}$  сферических твёрдых частиц малого размера может быть определена из эмпирического уравнения

$$v_{уст} = \frac{Re \cdot (0,001 \cdot \mu)}{D_{ч} \cdot \rho_{ч}},$$

где  $Re$  – число Рейнольдса для сферических песчинок (для условий промывки песка в скважинах оно может принимать значения до 500);  $\mu$  – вязкость жидкости;  $D_{ч}$  – диаметр частиц;  $\rho_{ч}$  – плотность твёрдых частиц.

Анализ показывает, что установившаяся скорость оседания для частиц песка размером 0,84 мм составляет 0,128 м/с, а для 2 мм – 0,274 м/с. Поскольку грануломет-

рический состав песка в пробке достаточно разнообразен, то расчёты следует проводить с учётом максимальных размеров песчинок, выносимых на поверхность. Считается, что для обеспечения подъёма песка в вертикальной скважине скорость восходящего потока жидкости должна превышать установившуюся скорость оседания в 1,5–2,0 раза, а в горизонтальных участках – в 10 раз.

Если ньютоновская жидкость не обеспечивает выноса песка, необходимо использовать пену или газ.

Основным фактором, ограничивающим скорость движения промывочной жидкости в восходящем потоке, являются гидродинамические потери на трение в КГТ. Для их преодоления нужно развивать такое давление на входе в колонну, которое ограничено лишь прочностью труб.

В большинстве случаев основная доля гидродинамических потерь во внутрискважинном оборудовании приходится на колонну гибких труб. Гидравлическое сопротивление кольцевого пространства примерно на порядок меньше этих потерь. Следует иметь в виду, что при концентрации твёрдых частиц в жидкости до 360 кг/м<sup>3</sup> вязкость последней практически не изменяется и при расчётах её можно рассматривать как чистую жидкость. Свыше указанного предела необходимо учитывать изменяющиеся свойства жидкости.

Наличие твёрдых частиц в промывочной жидкости, поднимающейся по кольцевому пространству, приводит к повышению гидростатического давления на забой. Их присутствие обуславливает увеличение давления насоса, подающего технологическую жидкость в КГТ. При использовании для контроля за давлением стрелочных манометров со шкалой, рассчитанной на максимальные величины, этот прирост может быть и незаметен оператору. Однако если плотность жидкости подбиралась недостаточно точно и имеется опасность поглощения её пластом, то может возникнуть следующая ситуация. При увеличении гидростатического давления технологическая жидкость будет уходить в пласт. При этом её расход в восходящем потоке уменьшится, а плотность последнего будет все время возрастать, что повлечёт за собой дальнейшее увеличение гидростатического давления. Этот процесс будет идти до тех пор, пока не произойдёт полная потеря циркуляции, песок опустится по кольцевому пространству вниз и произойдёт прихват колонны гибких труб. Подобная ситуация и её развитие имеют прямые аналоги при проведении буровых работ.

Поэтому при планировании операций по удалению песчаных пробок необходимо предусматривать возможность утечки пластовой жидкости в пласт и иметь её запас. Концентрация твёрдых частиц, слагающих пробку, в технологической жидкости, поднимающейся по кольцевому пространству, определяется скоростью перемещения КГТ в пробке.

При удалении одиночной рыхлой пробки концентрация твёрдых компонентов в поднимающейся жидкости мала и практически не оказывает влияния на гидростатическое давление. При очистке колонны достаточно большой длины с несколькими пробками следует контролировать расход технологической жидкости из кольцевого пространства. В том случае, если расход жидкости уменьшается или прекращается вообще, необходимо поднять колонну, продолжая закачку жидкости до возобновления циркуляции.

Специалисты американских и канадских фирм, выполняющих подобные работы, рекомендуют ограничивать скорость спуска КГТ до 9–12 м/мин., если положение пробки неизвестно. Если оно установлено, скорость может быть увеличена до 18 м/мин. В процессе спуска КГТ должна поддерживаться непрерывная циркуляция жидкости. Нежелательно также оставлять КГТ неподвижной в течение длительного времени.

После размыва пробки или её участка нужно продолжать промывку без изменения глубины подвески КГТ до тех пор, пока из кольцевого пространства не будет вынесен весь объём песка. При дальнейшем спуске колонны следует контролировать нагрузку на транспортёр – она должна монотонно увеличиваться пропорционально глубине спуска. Периодически через 300 м целесообразно проверять усилие, необходимое для подъёма колонны.

При разрушении плотной пробки может возникнуть ситуация, когда пробка воспримет вес КГТ и её перемещение прекратится. Такое положение однозначно отражается на показаниях индикатора веса колонны и манометра, регистрирующего давление,

развиваемое насосом, – показания первого прибора уменьшаются, а второго увеличиваются. После определения верхней границы пробки колонну гибких труб приподнимают на 3–5 м и увеличивают подачу промывочного насоса до расчётной величины. Скорость перемещения колонны при разрушении подобной пробки составляет 1–3 см/с.

Если этот интервал достаточен для образования объёма, в котором песок находится во взвешенном состоянии за счёт турбулизации жидкости истекающим из КГТ потоком, то при входе в колонну лифтовых труб скорость подъёма резко возрастает и процесс выноса песчаных частиц идёт нормально. Если это условие не соблюдается, то верхняя граница расположения взвешенных частиц находится ниже башмака лифтовой колонны. В этом случае песок не будет выноситься на поверхность.

Для обеспечения эффективного выноса песка используют пены или полимерные гели, приготавливаемые на водяной основе и имеющие повышенные сопротивляющие сдвигу и низкую вязкость.

При достижении башмака лифтовой колонны и подходе к вероятной точке нахождения песка скорость спуска уменьшают до среднего значения. Момент соприкосновения наконечника гибкой трубы с песчаной пробкой определяют по индикатору нагрузки – величина усилия в точке подвеса трубы резко уменьшается, а давление, развиваемое промывочным насосом, возрастает.

Для повышения эффективности процесса разрушения пробки используют насадки на КГТ различной конструкции. Все они основаны на гидромониторном эффекте, а отличаются числом отверстий и направлением. Потери давления на подобных насадках могут достигать 17 МПа.

Для уменьшения гидростатического давления на пласт при удалении песчаных пробок существуют способы, основанные на применении струйного насоса, спускаемого на двух коаксиально расположенных колоннах гибких труб. При этом проблемы с выносом песка не возникает, так как скорости и нисходящего, и восходящего потоков промывочной жидкости достаточно велики. Положительным свойством данного способа является и то, что гидростатическое давление жидкости, находящейся в скважине и воздействующей на пласт, может быть сведено к минимуму.

Использование данного способа промывки может быть реализовано только при достаточном внутреннем диаметре труб, в которых происходит перемещение коаксиальных колонн гибких труб.

Все описанные выше проблемы возникают и решаются при прямом способе промывки, когда технологическая жидкость направляется к пробке через колонну гибких труб. Несмотря на советы не допускать попадания во внутреннюю полость песка и других компонентов пробки, есть мнение о целесообразности использования обратной промывки. Все вопросы о преимуществах и недостатках прямой и обратной схем промывок при удалении пробок достаточно хорошо разработаны для традиционных способов ПРС. В данном случае они остаются справедливыми.

Основным опасением и аргументом против использования схемы обратной промывки является возможность закупорки КГТ продуктами, слагающими пробку. Кроме того, при подаче жидкости в кольцевое пространство может произойти потеря устойчивости колонны гибких труб в верхней части и смятие. Практические эксперименты и предварительные расчёты режимов выполнения обратной промывки показывают, что в качестве технологических жидкостей в данном случае можно использовать только несжимаемые. Естественно, что обратные клапаны на КГТ и какие-либо другие устройства, пропускающие жидкость в одном направлении по колонне и всему тракту её течения, устанавливаться не должны.

### **Общий обзор колтюбинговых технологий**

В настоящее время существует достаточное множество внутрискважинных операций, которое может быть выполнено посредством колтюбинговой установки. Практическое применение гибких труб постоянно совершенствуется и дорабатывается, расширяется новыми технологиями и стремительно движется вперёд. В нефтегазовой промышленности России имеет место развитие колтюбинговых технологий, однако оно не такое прогрессивное как, например, в США или Канаде.

На сегодняшний день довольно хорошо изучены и опробованы около трёх-четырёх десятков технологий с применением гибких труб. В число этих технологий входят как достаточно простые, так и очень сложные технологические операции, например, бурение скважин.

Диапазон колтюбинговых технологий включает в себя:

- освоение скважин;
- очистку скважин от АСПО и песчаных пробок;
- растепление гидратных пробок;
- установку цементных мостов;
- установку гравийных фильтров;
- различные ремонтно-изоляционные работы;
- кислотную обработку ПЗП;
- гидравлический разрыв пласта;
- ловильные работы;
- каротажные работы;
- визуальное обследование ствола скважин;
- бурение боковых стволов и горизонтальных участков скважин;
- бурение новых стволов.

Названные технологии являются лишь частью из полного списка возможных для выполнения их колтюбинговыми установками.

В нашей стране зачастую применяются не очень сложные технологии, как правило, это различного рода промывки, водоизоляция, освоение, а приоритет по выполнению сложных технологий остаётся всё-таки за иностранными компаниями, работающими на территории нашей страны, но со временем увеличивается количество непростых технологических операций, выполняемых российскими специалистами.

Ниже приведена сравнительная характеристика традиционного метода ремонта и с применением КГТ:

Наименование работ	Продолжительность работ, бригадо-часы	
	без применения колтюбинга	с применением колтюбинга
Переезд на скважину	11,0	1,9
Глушение скважины	2,9	–
Подготовительные работы	6	2,1
Монтаж установки	6,4	3,1
Подъём глубинно-насосного оборудования	12,0	–
Спуск и опрессовка НКТ	11	4,5
Промывка забоя, определение приёмистости	4,2	5,7
Закачка растворителя или кислотного раствора	2,7	3,7
Реагирование	8	8
Вымыв продуктов реакции	2,3	4,0
Подъём НКТ	8,4	2,0
Спуск глубинно-насосного оборудования	11,6	–
Заключительные работы	9,6	2,0
Итого:		
Продолжительность	143	36
Стоимость, тыс. руб.	272,2	92,8

Проведение тех или иных операций при помощи колтюбинга позволяет сэкономить не только время, но и получить большие технико-экономические показатели. Экспертно-аналитическим отделом ОАО «Татнефть» был проведён анализ экономическо-

го эффекта от использования гибких труб. Он показал, что продолжительность ремонта скважин в этом случае сокращается в 3–4 раза по сравнению с традиционным подходом КРС, а время пребывания в ремонте в 5–7 раз.

За время использования установок с колонной гибкой трубы были выявлены следующие преимущества:

- ускорение спускоподъёмных операций;
- в нагнетательных скважинах исключается подъём колонны НКТ;
- при ОПЗ добывающих скважин по межтрубному пространству исключается подъём ПО;
- возможность проведения неограниченного количества ОПЗ за 1 СПО;
- проведение полного комплекса работ при ремонте горизонтальных скважин;
- возможность проведения работ КРС на депрессии;
- возможность проведения работ КРС без глушения;
- экологическая безопасность при проведении работ;
- высокая культура производства.

Колтюбинговые технологии – это специфический и крайне интересный для изучения вектор в нефтегазовой промышленности, за которым стоит её будущее. Каждая технология имеет свои особенности, плюсы и минусы. Рассмотрим преимущества некоторых технологий и укажем перспективу развития этого направления. Говоря о некоторых колтюбинговых технологиях, стоит отметить, что некоторые из них аналогичны традиционным, но за счёт технических особенностей имеет ряд преимуществ. Например, очистка скважин от парафиновых пробок. Основные преимущества при использовании КГТ обусловлены герметичностью полости скважины и возможностью непрерывного ведения процесса без остановки для наращивания промывочной колонны. Процесс удаления парафиновой пробки в определённом смысле аналогичен промывке песчаной пробки: до верхней кромки спуск колонны ведут с повышенной скоростью, затем резко снижают. В процессе удаления парафиновой пробки контролируется температура технологической жидкости, закачиваемой в скважину и поднимающейся из скважины. Также происходит с растеплением гидратных пробок.

Особенно эффективно применение колтюбинговой технологии при аномально низких пластовых давлениях, так как работы могут производиться без глушения скважины. Также гибкую трубу целесообразно применять при намыве гравийного фильтра при условиях, когда буровая установка уже демонтирована, дебит скважины мал, использовать агрегаты подземного ремонта стандартного типа экономически нецелесообразно, а глушение пласта нежелательно.

При применении колтюбинга при кислотной обработке призабойной зоны исключается негативное воздействие химреагентов на внутреннюю поверхность НКТ. Практика использования колтюбингового оборудования показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25–30 %, кроме того, сокращается общее время обработки скважины.

Многообразие колтюбинговых технологий включает использование гидродинамических генераторов, создающих низкочастотные колебания достаточно высокой амплитуды при сравнительно малом расходе прокачиваемой через них жидкости. Эти технологии, называемые колтюбинговыми волновыми технологиями, применяются для очистки забоя и НКТ от отложений, свабирования, для обработки ПЗП, обработки горизонтальных скважин и боковых стволов, а также для ограничения водопоглощения и выравнивания профилей приёмистости. Для осуществления виброволнового воздействия применяются гидродинамические генераторы колебаний с оригинальным принципом работы. При относительно малых диаметре и массе они обладают высоким гидравлично-акустическим КПД и способны генерировать низкочастотные колебания достаточно высокой амплитуды при сравнительно малом расходе прокачиваемой через них жидкости. Их параметры настраиваются на рациональный частотно-амплитудный диапазон функционирования в соответствии с конкретными геолого-техническими характеристиками скважин.



Использование гибких труб открывает новые возможности для выполнения каротажных исследований. Спуск приборов в сильно искривлённые скважины на кабелетросе затруднен, а в горизонтальную скважину и вообще невозможен. Гибкая труба представляет собой идеальное средство доставки оборудования в нужную точку скважины. Использование КГТ существенно повышает качество выполнения работ и достоверность получаемой информации, поскольку отсутствуют продольные колебания инструмента и его прерывистое движение. Это обусловлено более высокой продольной жёсткостью гибких труб по сравнению с геофизическим кабелем. Одновременно в процессе проведения исследований через колонну гибких труб можно подавать технологическую жидкость или азот для уменьшения гидростатического давления на исследуемые пласты. Сейчас применяются приборы, не требующие применения кабеля, они заряжаются на определённое время работы, устанавливается таймер на начало работ, монтируются на низ колонны и проводится исследование.

Аналогично каротажным работам проводится визуальное исследование ствола скважины, где вместо геофизического оборудования применяется камера. Применение гибкой трубы позволяет вывести эти работы на более высокий технологический уровень. Так как обеспечивается точность позиционирования камеры, возможность выполнения непрерывной промывки скважины, а также снятие ограничений на профиль скважины, в которой выполняются работы.

Применение гибкой трубы при ловильных работах имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами ремонта скважин.

Например, некоторых из них:

- работа при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины;
- ускорение СПО по сравнению с традиционными технологиями;
- более быстрое развёртывание и свёртывание техники;
- сокращение расхода трубы, потребляемых материалов и трудовых ресурсов;
- значительное сокращение затрат.

По сравнению с канатными операциями здесь есть плюсы: возможность промывки скважины, возможность вращения инструмента с помощью винтового забойного двигателя и возможность проведения работ в наклонных и горизонтальных скважинах.

Для ловильных работ гибкими трубами требуется соответствующий специфический набор инструмента. При проведении ловильных работ сначала тщательно контролируют состояние всех элементов компоновки и герметичность соединений. Такие устройства, как гидравлически освобождающиеся овершоты и двигатели, должны быть испытаны с целью получения фактических значений давлений и расходов, при которых они срабатывают.

К недостаткам технологии с использованием гибкой трубы по сравнению с технологией, реализуемой установками капитального ремонта скважин, относятся невозможность вращения колонны, а также не всегда достаточные развиваемые усилия по сравнению с традиционными конструкциями.

Говоря о перспективе применения колтюбинга, следует отметить следующие направления. Во-первых, это бурение различных плотных пробок из песка, парафина, кристаллогидратов, а также цемента; боковых стволов и горизонтальных участков скважин и, наконец, бурение новых скважин. Преимущества бурения с помощью КГТ заключаются: в исключении операций, связанных с наращиванием колонны, в возможности ведения бурения на депрессии. В результате становится возможным:

- увеличение скорости проводки скважины;
- сокращение времени развёртывания и свёртывания комплекса оборудования для бурения;
- сократить трудоёмкость буровых работ и численность персонала;
- повысить безопасность ведения работ;
- существенно улучшить экологические показатели процесса бурения, полностью исключив разлив нефти, химических реагентов и другие виды загрязнения окружающей среды;
- сократить площадь поверхности, занимаемой буровой установкой;
- сократить общее время обустройства скважины и ускорить её введение в эксплуатацию.

Во-вторых, гибкая труба используется при эксплуатации скважин в тех случаях, когда необходимо увеличить скорость восходящего потока пластовой жидкости или газа. Подобные задачи возникают при уменьшении пластового давления и соответственного снижения дебита газовых скважин, приводящего к образованию жидкостных или песочных пробок на забое газовой скважины. При эксплуатации фонтанирующих нефтяных скважин с достаточным газовым фактором переход на колонну лифтовых труб меньшего диаметра обеспечивает возникновение естественного газлифта и переход в режим фонтанирования.

Наиболее предпочтительным является первый вариант, который исключает установку пакера посредством гибкой трубы. Первая предусматривает оснащение нижнего конца посадочным ниппелем, который должен взаимодействовать с ответной деталью, установленной на пакере, предварительно размещённом в скважине. Вариант, предусматривающий спуск пакера на гибкой трубе, требует выполнения традиционного набора операций. Обязательным условием при этом является использование разъединителя, который срабатывал бы без вращения трубы с поверхности.

В-третьих, гибкая труба используется в трубопроводном транспорте, в качестве выкидных линий скважин, трубопроводов для воды. Есть опыт прокладки такого гибкого трубопровода по дну моря со специального трубоукладочного судна.

В-четвёртых, наматываемые трубы применяют для обслуживания наземных трубопроводов, водоводов системы поддержания пластового давления.

И, в-пятых, можно сказать о перспективности применения колтюбинговых установок при скважинной добыче твёрдых полезных ископаемых.

## Литература

1. Технологический регламент по ремонту скважин с помощью колтюбинговых установок на месторождениях ООО «Ямбурггаздобыча», 2016.
2. Булатов А.И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин: справочное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2008. – 370 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., 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.
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. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
8. Вайншток С.М. [и др.]. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. – М. : Издательство Академии горных наук, 1999. – 224 с.
9. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. 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.
12. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» // Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев). – К. : мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус», 2016. – Ч. 1. – С. 5–10.
13. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату»: Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) в 4 частях. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Ч. 4. – С. 34–42.
14. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.

15. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В., Нкунзи Донатилль. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Конитлорского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 104–119.
16. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Фёдоровского месторождения // Ежемесячный научный журнал «Evolutio. Технические и прикладные науки. Отрасли экономики». – М. : Научно-Образовательное Содружество «Evolutio», 2016. – № 7/2016. – С. 4–13.
17. Березовский Д.А. [и др.]. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 109–137.
18. Березовский Д.А., Яковлев А.Л. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Кульсаринского месторождения // Сборник публикаций научного журнала «Globus» по материалам XXIV Международной научно-практической конференции «Достижения и проблемы современной науки» (04 октября 2017 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург : Научный журнал «Globus», 2017. – Ч. 1. – С. 5–19.
19. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ эффективности подземного ремонта скважин на Советском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 125–140.
20. Березовский Д.А., Барамбонье Соланж. Особенности проведения капитального ремонта скважин при разработке месторождения Жетыбай // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 1. – С. 150–167.
21. Березовский Д.А., Самойлов А.С. Анализ проведения капитального ремонта скважин с помощью агрегата «гибкая труба» в скважинах НГДУ «Фёдоровскнефть» // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 120–144.
22. Казанчева А.Н., Сорокин П.М. Применение колтюбинга в нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 176–179.
23. Мацко А.В., Лукьянов В.Т. Промысловое определение сил трения при движении гибких труб в скважине // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 197–202.
24. Мусафири Норманн, Савенок О.В. Комплекс мероприятий, выполняемых колтюбинговыми установками // Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах; отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 63–65
25. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 261–264.
26. Савенок О.В., Мусафири Норманн. Развитие колтюбинговых технологий в практике нефте- и газодобычи // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 7. – С. 33–47.
27. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620652. Заявка № 2014620265. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 06 мая 2014 г.

## References

1. Technological Regulations for Well Servicing with Coiled Tubing Units at Yamburggazdobycha fields, 2016.
2. Bulatov A.I. Coiled Tubing Technology for Drilling, Completing and Repairing Oil and Gas Wells: reference manual. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2008. – 370 p.
3. Bulatov A.I. [et al.]. 3. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Kusov G.V., and Savenok O.V. Asphalt-tar-paraffin deposits and hydra formation: prevention and removal in 2 volumes : a textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Vol. 1–2.
5. 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.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
7. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of Oil and Gas Sverdlovins. Science and practice: monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
8. Weinstock S.M. [et al.]. Underground repair and drilling of wells with the use of coiled tubing. – М. : Publishing House of the Academy of Mining Sciences, 1999. – 224 p.
9. Savenok O.V. Optimization of Functioning of Operational Techniques to Increase Efficiency of Oilfield Systems with Difficult Production Conditions. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.

10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Tretiak A.Y., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational Health and Safety in Drilling and Operation of Oil and Gas Wells : a manual. – Novocherkassk : Lyk, 2016. – 290 p.
12. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sand plugs from wells by the example of LLC «Gazprom добыча Краснодар» // 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). – K. : multidisciplinary scientific journal «Archivarius», 2016. – Part 1. – P. 5–10.
13. 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.
14. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies in cleaning from sand from the bottomhole bottom // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of XVI International Scientific Conference «Actual problems of science of the XXI century» (November 30, 2016, Moscow). – M. : International Research Organization «Cognitio», 2016. – Part 1. – P. 74–80.
15. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V., Nkunzi Donatill. Technology of well cleaning from sand plug during well workover on the example of Konitlorskoye oil field // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2016. – № 4. – P. 104–119.
16. Berezovskiy D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V. Technology of sand plug washing on the wells of Fedorovskiy field // Monthly scientific journal «Evolutio. Technical and applied sciences. Sectors of Economics». – M. : Scientific and Educational Contribution to Evolutio, 2016. – № 7/2016. – P. 4–13.
17. Berezovsky D.A. [et al.]. Analysis of efficiency of workover operations at wells of Yughidskoye field // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2017. – № 2. – P. 109–137.
18. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L. Technology of sand plug flushing on wells of Kul-Sarinskoye field // Collection of publications of the scientific journal «Globus» on the materials of the XXIV International Scientific Conference «Achievements and problems of co-temporal science» (October 4, 2017, St. Petersburg). – Saint-Petersburg : Scientific Journal «Globus», 2017. – Part 1. – P. 5–19.
19. Berezovsky D.A., Kusov G.V. Analysis of efficiency of the underground well workover at Sovets oil field // Nauka. Technique. Technologies (polytechnical bulletin). – 2017. – № 4. – P. 125–140.
20. Berezovsky D.A., Baramboye Solange. Peculiarities of well workover at development of Zhetybay deposit // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2018. – № 1. – P. 150–167.
21. Berezovsky D.A., Samoilov A.S. Well workover analysis with the help of «coiled tubing» unit in wells of NGDU «Fedorovskneft» // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 120–144.
22. Kazancheva A.N., Sorokin P.M. Coiled tubing application in oil and gas industry // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 hours. – Part 1. – P. 176–179.
23. Matsko A.V., Lukianov V.T. Field determination of friction forces at coiled tubing movement in a well // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 197–202.
24. Musafiri Normann, Savenok O.V. Complex of Measures Performed by Coiled Tubing Units // Collection of the Best Scientific Works of Young Scientists of the Kuban State Technological University awarded at the Contests; abst. ed. by S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FSBOU VO «Kuban State Technological University», 2018. – P. 63–65
25. Savenok O.V. Coiled tubing technologies for hydrate plug removal and well thawing // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 261–264.
26. Savenok O.V., Musafiri Normann. Development of coiled tubing technologies in practice of oil and gas production // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 7. – P. 33–47.
27. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells. Certificate of State Registration of Database № 2014620652. Application № 2014620265. Date of receipt is March 12, 2014. Date of state registration in the Register of Databases 06 May 2014.

УДК 622.276

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА  
И АНАЛИЗ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ  
СУРКОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL AND FIELD CHARACTERISTICS  
AND ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT SYSTEM  
OF THE SURKOVSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD**

**Петрушин Евгений Олегович**

Заместитель начальника промысла,  
ОАО «Печоранефть»  
eopetrushin@yahoo.com

**Арутюнян Ашот Стравевич**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры прикладной математики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
mereniya@mail.ru

**Аннотация.** В статье приведена геолого-промысловая характеристика и выполнен анализ системы разработки Сурковского газоконденсатного месторождения, открытого в 1977 году и по величине запасов углеводородного сырья относящегося к средним. Рассмотрено географическое расположение Сурковского месторождения и история освоения месторождения, а также геологическое строение и газоносность месторождения. Представлен анализ технологических показателей разработки, анализ истории разработки Сурковского ГКМ и анализ показателей работы фонда скважин. Описан анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов.

**Ключевые слова:** геолого-промысловая характеристика месторождения; история освоения месторождения; геологическое строение и газоносность месторождения; анализ технологических показателей разработки; анализ истории разработки месторождения; анализ показателей работы фонда скважин; анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов.

**Petrushin Evgeniy Olegovich**

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

**Arutyunyan Ashot Straevich**

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

**Annotation.** The article provides a geological and field characteristics and an analysis of the development system of the Surkovskoye gas condensate field, discovered in 1977 and in terms of the amount of hydrocarbon reserves related to the average. The geographical location of the Surkovskoye field and the history of the field development, as well as the geological structure and gas content of the field are considered. The analysis of technological indicators of development, analysis of the history of development of the Surkovskoye gas condensate field and analysis of performance indicators of the well stock are presented. The analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells and reservoirs is described.

**Keywords:** geological and commercial characteristics of the deposit; field development history; geological structure and gas content of the field; analysis of technological indicators of development; analysis of the history of field development; analysis of well stock performance indicators; analysis of the results of gas hydrodynamic studies of wells and reservoirs.

**Географическое расположение Сурковского месторождения**

Сурковское газоконденсатное месторождение расположено в 400 км к северо-западу от г. Якутска, на правом берегу р. Вилюй, в нижнем течении его правых притоков – рек Баппагай и Таигнары. В административном отношении месторождение расположено на территории Кобяйского района.

В климатическом отношении район входит в зону субполярного резко континентального климата. Температура воздуха зимой достигает минус 55–60 °С, летом 35–40 °С. Летний период охватывает июнь, июль, август. Май и сентябрь являются переходными между тёплыми и холодными периодами года. Среднегодовое количество осадков невелико: 200–210 мм. Очень низкие среднегодовые температуры и небольшой снеговой покров способствуют сохранению повсеместно развитой многолетней мерзлоты.

### История освоения месторождения

Месторождение открыто в 1977 году. В 1981 году был разработан первый проектный документ по эксплуатации Сурковского газоконденсатного месторождения – «Проект опытно-промышленной эксплуатации», согласно которому введены в разработку залежи юрских и пермских отложений. Впоследствии проектирование разработки месторождения неоднократно корректировалось в связи с несоответствием фактических показателей проектным и вводом в эксплуатацию новых объектов разработки.

С вводом в разработку Средневилюйского газоконденсатного месторождения Сурковское месторождение исполняет роль месторождения-регулятора и в отдельности имеет второстепенное значение для баланса добычи углеводородов в регионе. Ранее добыча газа на месторождении велась 35 эксплуатационными скважинами. В апреле 2014 года общий эксплуатационный фонд скважин составлял 18 единиц, но на сегодняшний день добыча газа производится только 3 скважинами. Для подключения остальных скважин проводятся плановые работы по их капитальному ремонту.

Отчёт «Уточнённый проект доработки Сурковского газоконденсатного месторождения Республики Саха (Якутия)» является действующим утверждённым на ЦКР Министерства энергетики РФ проектным документом и предусматривает работу месторождения в качестве дополнительного источника газоснабжения центрального региона Республики Саха (Якутия) в пиковые периоды потребления газа. В летние месяцы отбор газа прекращается, а в зимние наращивается.

### Геологическое строение

В целях решения практических задач по оптимизации доработки Сурковского ГКМ и выполнения рекомендаций ГКЗ «Роснедра» выполнено трёхмерное цифровое геологическое моделирование пермских, триасовых и юрских отложений.

Постоянно действующая геологическая модель продуктивных пластов строилась по геологическим и геофизическим материалам, приведённым в «Пересчёте запасов газа и конденсата по Сурковскому газоконденсатному месторождению» (2019 год) и утверждённым ГКЗ РФ.

Структура кровли залежей перми, триаса и юры (рис. 1–3) представляет собой гребневидное поднятие субширотного простирания размерами по замкнутой изогипсе минус 3300 м (кровля пласта  $T_1-IV$ ) 41×14 км амплитудой 272 м. Углы падения пластов от 1,0 до 1,5°. Южное крыло структуры более пологое (2,0–2,5°), северное более крутое (4,0–5,0°).

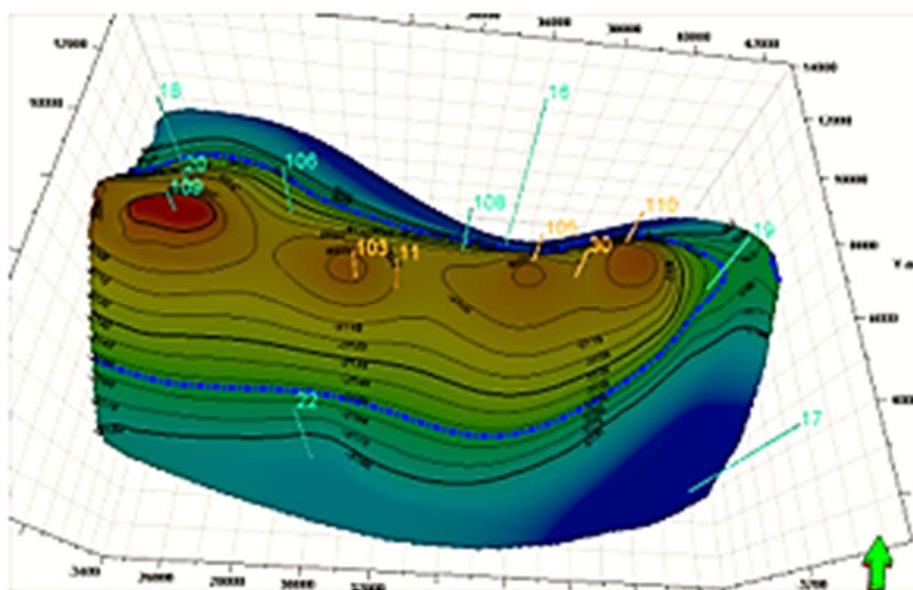


Рисунок 1 – Структурная поверхность кровли коллектора залежи пласта  $P_2-I$  пермских отложений



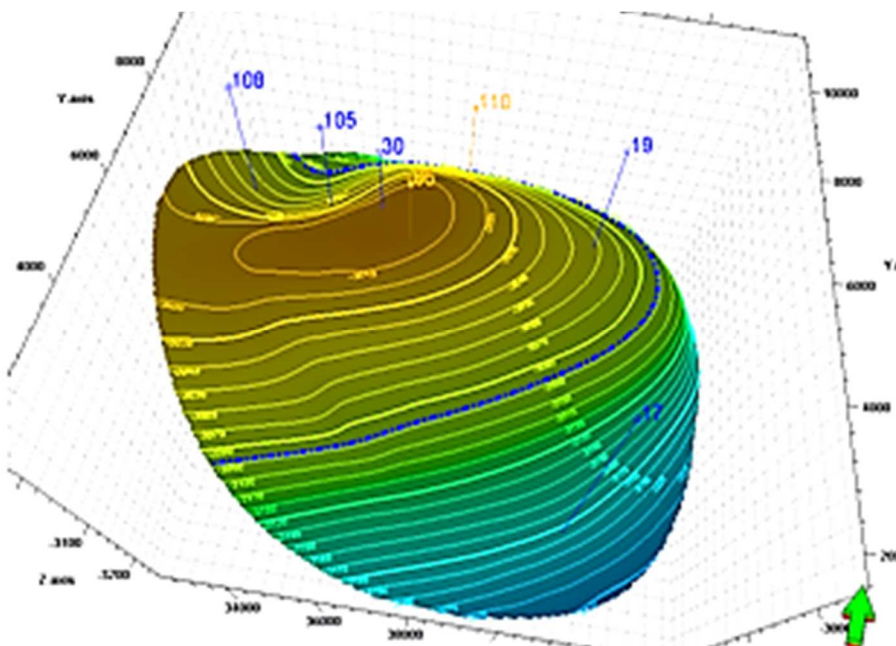


Рисунок 2 – Структурная поверхность кровли коллектора залежи пласта T<sub>1</sub>-IV триасовых отложений

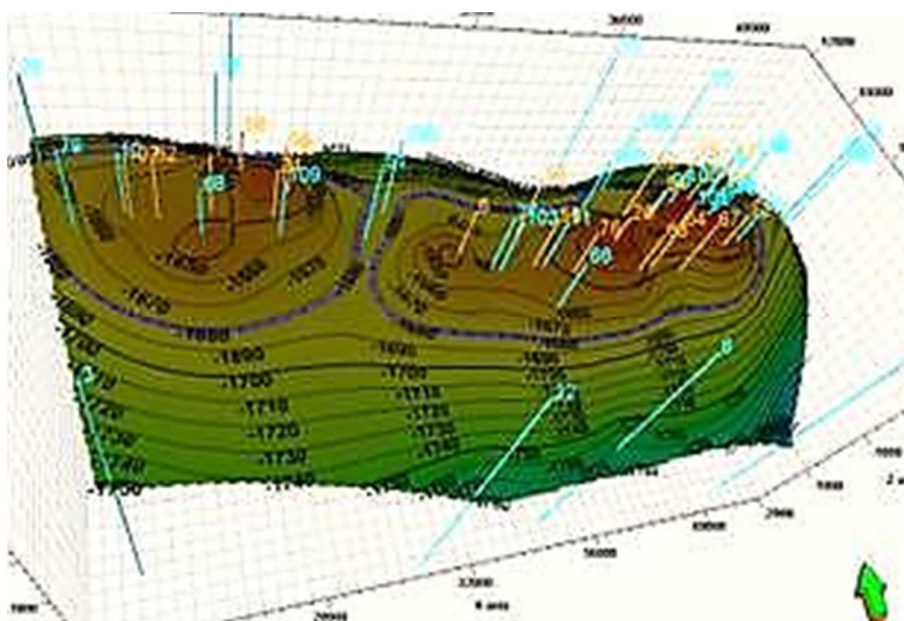


Рисунок 3 – Структурная поверхность кровли коллектора залежи пласта J<sub>1</sub>-I<sub>1</sub> юрских отложений

### Газоносность месторождения

Сурковское газоконденсатное месторождение осложнено разрывным нарушением «сбросового» типа. В связи с этим выделяются два блока – приподнятый и опущенный. В пределах опущенного блока выделены два купола – западный и восточный. На месторождении промышленно газоносными являются юрские, триасовые и пермские отложения.

Разработка газовых залежей юрских отложений велась на опущенном блоке в период 1983–2007 гг.

В триасовых отложениях промышленная газоносность установлена в пластах T<sub>1</sub>-X, T<sub>1</sub>-Ха и T<sub>1</sub>-IV.

Пласт T<sub>1</sub>-X разрабатывался на приподнятом блоке в период с 1994 по 2005 гг., пласт T<sub>1</sub>-Ха разрабатывался на опущенном блоке с 1991 по 2007 гг. Пласт T<sub>1</sub>-IV экс-

платуируется скважинами №№ 65 и 110. Залежь газа приурочена к восточному куполу опущенного блока и классифицируется как пластовая, сводовая, литологически экранированная. Газоводяной контакт установлен на абсолютной отметке минус 3088 м. Эксплуатационные скважины №№ 65 и 110 располагаются в своде структуры, вскрывая кровлю продуктивного пласта на абсолютных отметках минус 3005 м и минус 3024 м соответственно.

В пермских отложениях промышленная газоносность установлена в пластах  $P_2-I$  и  $P_2-II$ . Пласт  $P_2-I$  включает два газоносных слоя –  $P_2-Ia$  и  $P_2-Iб$ . В настоящее время эксплуатируется пласт  $P_2-I$  скважиной № 105. Залежи газа приурочены к восточному куполу опущенного блока и классифицируются как пластовые, сводовые с элементами литологического экранирования. Газоводяной контакт установлен на абсолютной отметке минус 3154 м. Скважина № 105 располагается в сводовой части структуры, вскрывая кровлю продуктивного пласта на абсолютной отметке минус 3094 м.

Проектом доразработки предусмотрено увеличение добычи газа из пермских отложений возвратом в эксплуатацию простаивающей по техническим причинам скважины № 11.

Отбор газа из скважины № 11 в период разработки проводился из интервала залегания слоя  $P_2-Ia$ . Слой  $P_2-Iб$  был опробован 25.08.1982 г. в интервале от 3236 до 3244 м (от минус 3114,7 до минус 3122,7 м). В результате испытания получен приток газа с дебитом 166,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,146; коэффициент газонасыщенности – 0,633. Эффективная газонасыщенная толщина – 3,2 м. Газоводяной контакт установлен на абсолютной отметке минус 3154 м.

### Сведения о запасах

Согласно проектному документу «Пересчёт запасов газа и конденсата по Сурковскому газоконденсатному месторождению» (2019 год) в таблице 1 приведено сопоставление подсчитанных параметров, запасов газа и стабильного конденсата (категория  $C_1$ ).

### Анализ технологических показателей разработки

Рассмотрено четыре варианта разработки месторождения. Первый и второй варианты разработки рассчитаны из условия обеспечения минимального годового отбора газа – 100 млн м<sup>3</sup>, обусловленного лицензией на разработку Сурковского месторождения. Третий и четвёртый варианты рассчитаны на максимальную годовую добычу газа при «сезонной» эксплуатации скважин. Расчётный вариант 2 дополнен вариантом 2-а, предусматривающим разработку месторождения по тому же сценарию, но с коэффициентом «сезонной» эксплуатации скважин 0,6.

**Таблица 1** – Сопоставление подсчитанных параметров, запасов газа и стабильного конденсата (категория  $C_1$ )

Пласт	Площадь газоносности, км <sup>2</sup>	Балансовые запасы пластового газа, млн м <sup>3</sup>	Потенциальное содержание конденсата, г/м <sup>3</sup>	Балансовые запасы «сухого» газа, млн м <sup>3</sup>	Балансовые запасы конденсата (геологические / извлекаемые), тыс. тонн
1	2	3	4	5	6
$T_1-IV$					
Принятый в действующем проектном документе	32,864	5252,0	29,0	5223,0	152/129
Уточнённые	32,864	5252,0	29,0	5223,0	152/129
Изменение в абсолютных величинах, %	0	0	0	0	0



Окончание таблицы 1

P <sub>2</sub> -Ia					
Принятый в действующем проектом документе	34,0	1157,0	70,0	1140,0	81/57
Уточнённые	34,0	1157,0	70,0	1140,0	81/57
Изменение в абсолютных величинах, %	0	0	0	0	0
P <sub>2</sub> -Iб					
Принятый в действующем проектом документе	37,44	1783,0	70,0	1757,0	125/87
Уточнённые	37,44	1783,0	70,0	1757,0	125/87
Изменение в абсолютных величинах, %	0	0	0	0	0

Исходные данные для расчёта экономической эффективности вариантов разработки основаны на фактических сведениях ОАО «Якутгазпром», которое осуществляет эксплуатацию месторождения, действующих преискурантах и нормативных документах по состоянию на 01.01.2020 г.

Разработка месторождения осуществляется по варианту, объединяющему технологические показатели расчётных вариантов 2 и 2-а.

Краткая характеристика варианта разработки.

Разработка месторождения ведётся с заданным диапазоном изменения годового отбора. Нижний предел диапазона составляет добыча 100 млн м<sup>3</sup> газа при «сезонной» эксплуатации скважин, коэффициент эксплуатации скважин 0,5. Верхний предел диапазона определяется увеличением коэффициента эксплуатации скважин до 0,6, что связано с возможностью возникновения критических ситуаций на основном газоснабжающем центральный регион Республики Саха (Якутия) Средневилюйском месторождении.

Дополнительно к действующей скважине № 105 для разработки пермских залежей восточного купола опущенного блока проектом предусмотрено восстановление и ввод в эксплуатацию скважины № 11. Это позволяет отработать пермские залежи с лучшими технологическими показателями и большим коэффициентом газоотдачи за проектный период.

Ввод в эксплуатацию скважины № 11 проектировалось осуществить в 2023 году. Поскольку продуктивная характеристика этой скважины значительно хуже, чем скважины № 105, то в ней предусмотрено (для улучшения условий выноса жидкости с забоя) произвести замену НКТ на трубы меньшего диаметра (рекомендуемый внутренний диаметр НКТ – 50,3 мм). Кроме того, для создания лучших условий работы скважин запроектировано с 2023 года изменение ограничения снижения давления на устье до 5,59 МПа (57 кгс/см<sup>2</sup>), что влечёт необходимость перехода к одноступенчатой сепарации газа (вместо применяемой в настоящее время двухступенчатой).

Количество газа, отбираемого из триасовой залежи T<sub>1</sub>-IV, регулируется условием общего суммарного отбора из двух залежей не ниже 100 млн м<sup>3</sup> за год. Отбор газа также производится при максимально допустимой депрессии с максимальным дебитом; для получения заданного годового отбора запроектировано снижение коэффициента эксплуатации скважин. Условие эксплуатации скважин с максимальным дебитом необходимо для обеспечения выноса с забоя скважины жидкости (водо-конденсатометанольной смеси).

По расчёту с 2024 года фактические дебиты скважин станут ниже минимально необходимого дебита для выноса жидкости с забоя. С этого года необходимо начать эксплуатацию скважин по НКТ меньшего диаметра (рекомендуемый внутренний диаметр НКТ – 50,3 мм) либо использовать ПАВ. В случае замены НКТ на трубы меньшего диаметра использование ПАВ потребуется с 2035 года.

В 2024 году пермские (P<sub>2</sub>-I, II) и триасовая (T<sub>1</sub>-IV) залежи не смогут обеспечить требуемый уровень годового отбора. С 2024 года проектируется ввод в разработку залежи T<sub>1</sub>-X (восточный купол). Ввод залежи в разработку проектируется осуще-

ствить скважиной № 30, ранее эксплуатировавшей залежь Т<sub>1</sub>–Ха. Залежь необходимо эксплуатировать при максимально допустимой депрессии с максимальным дебитом, получая заданную величину годового отбора снижением коэффициента эксплуатации скважины. В целях обеспечения превышения фактического дебита над минимально необходимым для выноса жидкости с забоя скважину рекомендуется эксплуатировать по НКТ, имеющим внутренний диаметр 50,3 мм.

С 2033 года для получения заданного уровня годового отбора требуется ввод в разработку юрских залежей J<sub>1</sub>–I, II восточного купола опущенного блока. Для обеспечения выноса жидкости с забоя скважин необходимо, во-первых, произвести замену НКТ на трубы меньшего диаметра (рекомендуемый внутренний диаметр НКТ – 50,3 мм), а, во-вторых, использовать ПАВ.

Ввод в эксплуатацию пермской P<sub>2</sub>–Ia залежи приподнятого блока проектируется в 2037 году.

### **Анализ истории разработки Сурковского ГКМ**

Сурковское газоконденсатное месторождение разрабатывается с 1983 года. Начальные запасы «сухого» газа, утверждённые ГКЗ МПР России (2019 г.), в целом по месторождению составляют: 32,243 млрд. м<sup>3</sup> категории C<sub>1</sub> и 6,541 млрд. м<sup>3</sup> категории C<sub>2</sub>. В 2019 году было добыто 0,118 млрд. м<sup>3</sup> газа и 2,6 тыс. тонн стабильного конденсата. Общий отбор газа по месторождению на 01.01.2020 г. составил 14,167 млрд. м<sup>3</sup> или 43,9 % от утверждённых начальных запасов. В период авторского сопровождения (2016–2019 гг.) в эксплуатации находились газоконденсатные залежи пермских отложений (пласт P<sub>2</sub>–I) и газоконденсатные залежи триасовых отложений (пласт T<sub>1</sub>–IV). Остальные объекты эксплуатации (газоконденсатные залежи пермских отложений на приподнятом блоке, газоконденсатные залежи триасовых отложений – пласты T<sub>1</sub>–X, T<sub>1</sub>–Ха и газоконденсатные залежи юрских отложений – пласты J<sub>1</sub>–I, II) не разрабатывались.

#### ***Газоконденсатные залежи пермских отложений (пласты P<sub>2</sub>–I, II)***

Залежи приурочены к продуктивным пластам P<sub>2</sub>–Ia, P<sub>2</sub>–Iб и P<sub>2</sub>–II; разрывным нарушением разделены на два блока – приподнятый и опущенный.

Промышленно газоносными утверждены запасы газа на приподнятом блоке и на восточном куполе опущенного блока.

На приподнятом блоке разработка залежи велась в 1994–1995 гг. скважиной № 107 (отобрано 6,4 млн м<sup>3</sup> газа или 0,5 % от начальных запасов, составлявших 1225 млн м<sup>3</sup>).

В разработке пермских залежей опущенного блока принимали участие 4 скважины:

- скважины №№ 11 и 103 разрабатывали I свод восточного купола опущенного блока;
- скважины №№ 105 и 110 разрабатывали II свод восточного купола опущенного блока.

Начальные запасы «сухого» газа категории C<sub>1</sub> на восточном куполе опущенного блока составляли 4634 млн м<sup>3</sup>; на 01.01.2020 г. отобрано 2320 млн м<sup>3</sup> или 50 % от начальных запасов, начальное пластовое давление 42,77 МПа снизилось к концу 2019 года до 21,40 МПа или на 50 %.

В период авторского сопровождения (2016–2019 гг.) добыча газа велась одной скважиной № 105. За период эксплуатации (1994–2019 гг.) скважина отобрала 1649 млрд м<sup>3</sup> газа, что составляет 36 % от общих запасов; дебит скважины снижался от 426 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в 1995 году до 184 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в 2019 году; текущее рабочее устьевое давление – 8,0 МПа, текущая депрессия на пласт – 9,5 МПа.

#### ***Газоконденсатные залежи триасовых отложений (пласты T<sub>1</sub>–IV, T<sub>1</sub>–X, T<sub>1</sub>–Ха)***

В период авторского сопровождения (2016–2019 гг.) в разработке находился III эксплуатационный объект:

- залежь пласта T<sub>1</sub>–IV на опущенном блоке – начальные запасы «сухого» газа категории C<sub>1</sub> составляли 5223 млн м<sup>3</sup>, на 01.01.2020 г. отобрано 2629 млн м<sup>3</sup> или 50 % от НБЗ, начальное пластовое давление 34,43 МПа снизилось к концу 2019 года до 12,09 МПа или на 65 %.

В разработке триасовой залежи Т<sub>1</sub>–IV принимали участие 3 скважины. В период авторского сопровождения (2016-2019 гг.) добыча газа велась двумя скважинами – №№ 65 и 110.

Скважина № 65 введена в эксплуатацию первой в 1991 году. Пластовое давление за период эксплуатации снизилось с 34,43 до 12,80 МПа, т.е. на 63 %. Дебит скважины снижался от 426 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в 1993 году до 157 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в 2019 году. Текущая депрессия на пласт – 1,53 МПа, текущее рабочее устьевое давление составило 7,80 МПа. Скважина отобрала 1894 млн м<sup>3</sup> газа, что составляет 36 % от начальных запасов пласта Т<sub>1</sub>–IVб’.

Скважина № 110 переведена с горизонта Р<sub>2</sub>–I, II в 2003 году. Пластовое давление в районе скважины № 110 при её вступлении в разработку составляло 22,52 МПа. За период эксплуатации пластовое давление снизилось до 14,2 МПа, т.е. на 37 %, или на 59 % от начального давления в залежи. Дебит скважины снижался от 322 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в 2003 году до 162 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в 2019 году. Текущая депрессия на пласт – 1,47 МПа, текущее рабочее устьевое давление – 7,82 МПа. Скважина отобрала 684 млн м<sup>3</sup> газа, что составляет 13 % от начальных запасов пласта Т<sub>1</sub>–IVб’;

- залежь пласта Т1-Х на приподнятом блоке – начальные запасы газа категории С1 составляли 5007 млн м<sup>3</sup>, отобрано 979 млн м<sup>3</sup> или 20 %, начальное пластовое давление 28,84 МПа снизилось за период разработки до 21,50 МПа или на 25 %, разработка залежи не ведётся с 2006 года;

- залежь пласта Т1-Ха на восточном куполе опущенного блока – начальные запасы газа категории С1 составляли 1803 млн м<sup>3</sup>, отобрано 1322 млн м<sup>3</sup> или 73 %, начальное пластовое давление 28,45 МПа снизилось за период разработки до 9,30 МПа или на 66 %, разработка залежи не ведётся с 2007 года;

- залежи пласта Т1-Х на западном куполе опущенного блока (начальные запасы газа 379 млн м<sup>3</sup>) и на восточном куполе опущенного блока (начальные запасы газа 808 млн м<sup>3</sup>) в разработке не были.

### **Газоконденсатные залежи юрских отложений (пласты J<sub>1</sub>–I, II)**

В разработке находилось два эксплуатационных объекта:

- залежи пластов J<sub>1</sub>–I, II на западном куполе опущенного блока – начальные запасы газа категории С<sub>1</sub> составляли 4018 млн м<sup>3</sup>, отобрано 2134 млн м<sup>3</sup> или 47 %, начальное пластовое давление 17,60 МПа снизилось за период разработки до 11,8 МПа или на 33 %, разработка залежи не ведётся с 2006 года;

- залежи пластов J<sub>1</sub>–I, II на восточном куполе опущенного блока – начальные запасы газа категории С<sub>1</sub> составляли 9146 млн м<sup>3</sup>, отобрано 4777 млн м<sup>3</sup> или 52 %, начальное пластовое давление 17,60 МПа снизилось за период разработки до 13,9 МПа или на 21 %, разработка залежи не ведётся с 2007 года.

### **Анализ показателей работы фонда скважин**

Всего на месторождении пробурено 75 разведочных и эксплуатационных скважин, добыча газа велась 34 эксплуатационными скважинами.

На 01.01.2020 г. общий эксплуатационный фонд скважин составляет 18 единиц. Он состоит из трёх действующих скважин (№№ 65, 105 и 110), двух бездействующих скважин (№№ 11 и 30), четырёх – наблюдательных (№№ 66, 68, 104 и 106), три скважины в консервации (№№ 55, 62 и 77) и шесть – ожидающие ликвидации (консервации) (№№ 24, 71, 98, 103, 109 и 111).

Принятая в проектом документе схема эксплуатации Сурковского месторождения позволяет в период 2020-2050 гг. производить годовые отборы газа от 100 до 152 млн м<sup>3</sup> при количестве эксплуатируемых скважин от трёх до восьми единиц. При этом запроектировано:

- увеличить фонд добывающих газ из пермских отложений скважин до двух единиц за счёт возврата в эксплуатацию бездействующей скважины № 11 в 2023 году;

- ввести в эксплуатацию в 2034 году залежь триасовых отложений на восточном куполе опущенного блока – пласт Т<sub>1</sub>–Х (залежь вводится в эксплуатацию переводом с нижележащего объекта бездействующей скважины № 30);

- вернуть в эксплуатацию в 2043 году залежи юрских отложений на восточном куполе опущенного блока – пласты J<sub>1</sub>–I, II (залежи вводятся в разработку возвратом в эксплуатацию двух скважин из трёх бездействующих (№№ 55, 66 или 77));
- вернуть в эксплуатацию в 2047 году залежь пермских отложений на поднятом блоке – пласт P<sub>2</sub>–Ia (залежь вводится в разработку возвратом в эксплуатацию ожидающей ликвидации скважины № 98).

Очерёдность ввода объектов в эксплуатацию определялась их удалённостью от имеющейся УКПГ (связанными в связи с этим затратами на восстановление шлейфов, метаноопроводов и подъездных путей) и принципом обработки объектов «снизу вверх».

### Анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов

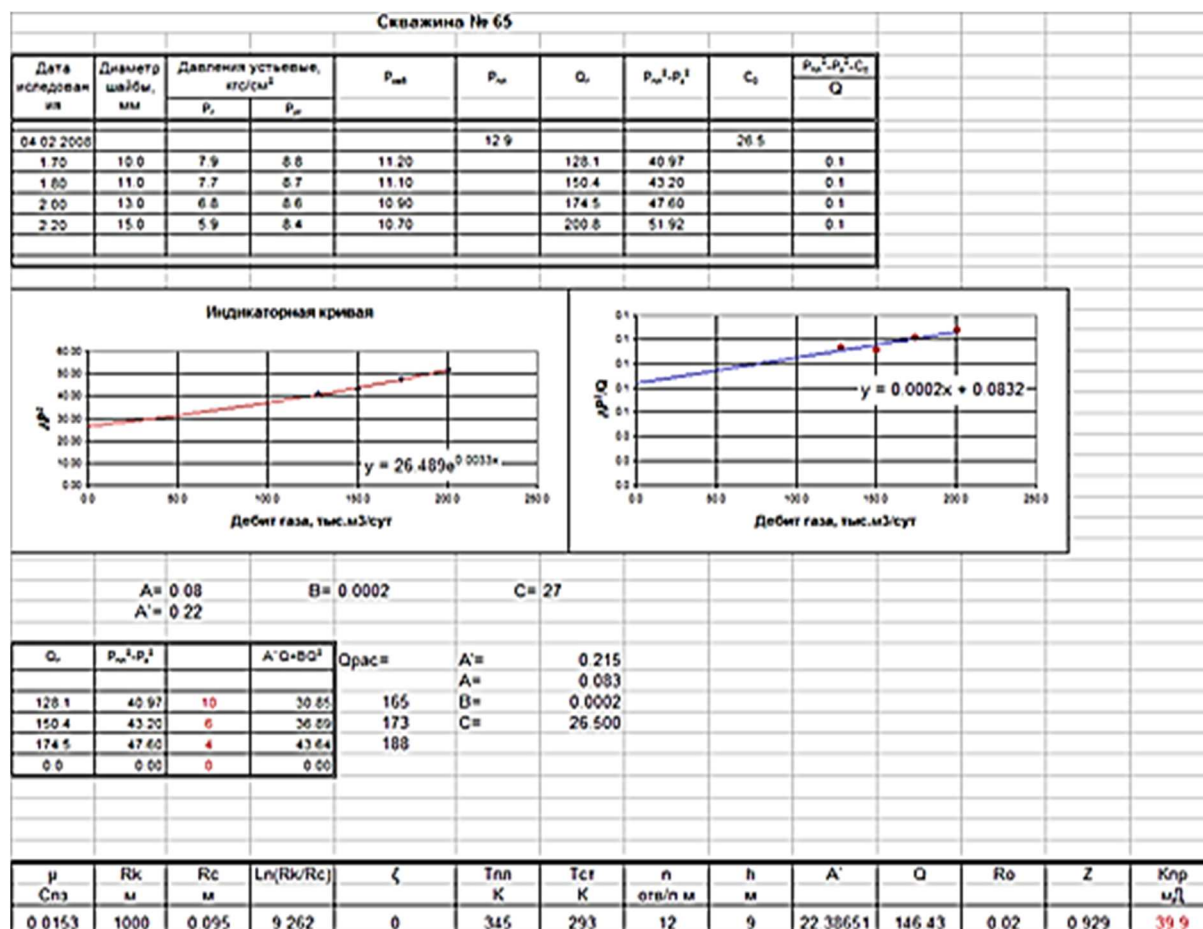
Исследования проводились по всему фонду действующих скважин в 2015, 2016 и 2018 гг.

Газогидродинамические исследования проводились в условиях стационарного режима фильтрации газа, а также снимались кривые нарастания и стабилизации (восстановления) давления.

ГГДИ позволили уточнить текущую продуктивную характеристику скважин:

- зависимость дебита газа от разности квадратов пластового и забойного давлений;
  - условия притока и уравнение притока газа к забою скважины.
- Результаты обработки ГГДИ за 2018 год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты обработки ГГДИ в 2018 году по скважине № 65 (04.02.2018 г.)



Обработка результатов исследований позволила получить уравнение притока газа к забою скважины, содержащее третий свободный член размерности разности

квадратов пластового и забойного давлений (МПа<sup>2</sup>). Наличие данного члена связано, по всей видимости, с накоплением и последующим выносом жидкости (конденсата и воды) с забоя скважины.

Построенный по результатам исследований скважин в 2018 году график осреднённых индикаторных кривых представлен на рисунке 4.

Для скважины № 105 (пласт P<sub>2</sub>-I) уравнение притока газа к скважине в 2018 году имело вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = 1,111 \cdot Q + 0,0025 \cdot Q^2. \quad (1)$$

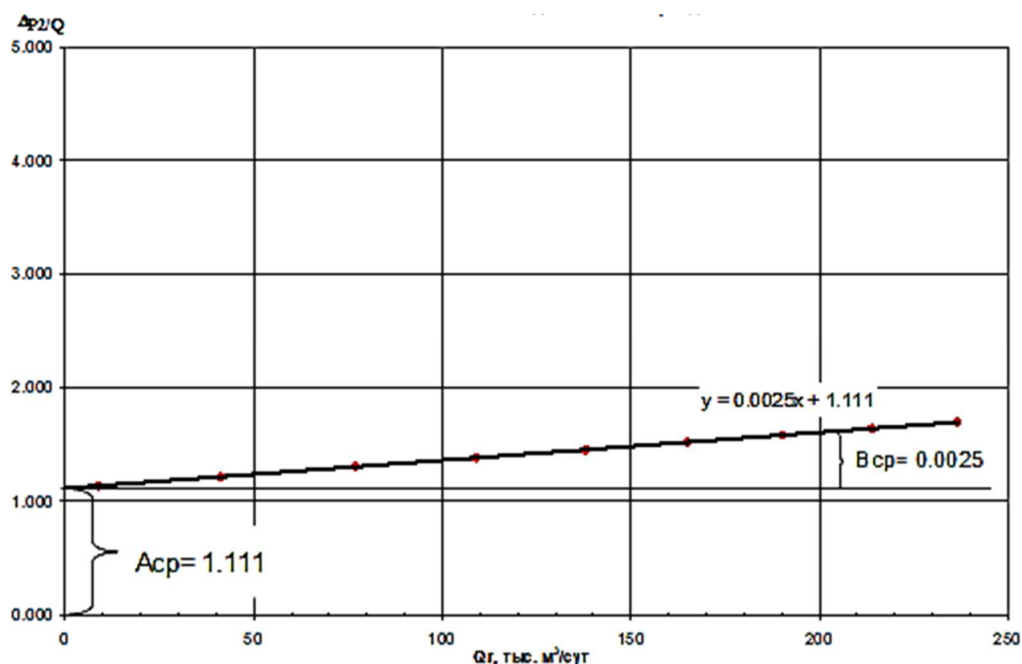


Рисунок 4 – График осреднённой индикаторной кривой для скважины № 105 в 2018 году

Для скважины № 65 (пласт T<sub>1</sub>-IV) уравнение притока газа к скважине в 2018 году имело вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = 0,150 \cdot Q + 0,0005 \cdot Q^2. \quad (2)$$

Для скважины № 110 (пласт T<sub>1</sub>-IV) уравнение притока газа к скважине в 2018 году имело вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = 0,260 \cdot Q + 0,0006 \cdot Q^2, \quad (3)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $P_{заб}$  – забойное давление, МПа;  $Q$  – дебит газа, тыс. м³/сут.

### 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. Гриценко А.И. [и др.]. Руководство по исследованию скважин. – М. : Наука, 1995. – 523 с.
3. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М. : Недра, 1981. – 248 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. Перемышцев Ю.А. Уточненный проект разработки Средневилуйского ГКМ : отчёт о научно-исследовательской работе. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 250 с.
9. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М. : Наука, 1998. – 304 с.
12. Шальская С.В., Петрушин Е.О., Савенок О.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Интерпретация результатов гидродинамических исследований» для студентов-бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 44 с.
13. Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Чернова В.В. Влияние неоднородности пласта на результаты газогидродинамических исследований // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 57–60.
14. Мамедова М.А. Исследование параметров призабойной зоны трещинных пластов при неустановившемся режиме // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 252–254.
15. Петрушин Е.О., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 3. – С. 35–42.
16. Петрушин Е.О., Андрияди А.А., Савенок О.В. Исследование гидродинамики горизонтальных скважин // Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 275–278.
17. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397–405.
18. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 3. – С. 44–48.
19. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учётом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 9–13.
20. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области) // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 4. – С. 34–44.
21. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 1. – С. 43–47.
22. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.
23. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2/2016. – С. 47–58.
24. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.
25. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 215–226.
26. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 173–180.
27. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Исследование результатов эксплуатации горизонтальных скважин, эффективности бурения боковых стволов и работ по их углублению на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 139–145.

28. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 162–173.
29. Пахляян И.А. [и др.]. База данных «Электронно-методический комплекс «Интерпретация результатов гидродинамических исследований». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015621693. Заявка № 2015621108. Дата поступления 27 августа 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 ноября 2015 г.
30. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. База данных «Современные методы гидродинамических исследований горизонтальных скважин». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2016620162. Заявка № 2015621527. Дата поступления 07 декабря 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 03 февраля 2016 г.

### References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Gritsenko A.I. [et al.]. Manual for Well Research. – M. : Science, 1995. – 523 p.
3. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instruction for complex investigation of gas and gas condensate formations and wells. – M. : Nedra, 1981. – 248 p.
4. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of Geophysical Investigations 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 Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 c.
6. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
8. Peremyshchev Yu.A. Updated development project of Srednevelyuiskiy GKM : report on research work. – M. : «Nedra-Business Center» LLC, 2003. – 250 p.
9. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
11. Shagiev R.G. Well Surveying by KVD. – M. : Nauka, 1998. – 304 p.
12. Shalskaya S.V., Petrushin E.O., Savenok O.V. Interpretation of Hydrodynamic Research Results: Methodical Guidelines for Practical Lessons in the discipline «Interpretation of Hydrodynamic Research Results» for Bachelor Students of the Training Area 21.03.01 «Oil and Gas Business». – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 44 p.
13. Verzhbitsky V.V., Gunkina T.A., Chernova V.V. The Influence of Homogeneity of Plate on the Result Tatas of Gas Hydrodynamic Research // Bulatovskie Reading. – 2017. – Vol. 2. – P. 57–60.
14. Mamedova M.A. Investigation of parameters of the bottomhole zone of cracked strata in a non-established mode // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 at 2 part – Part 1. – P. 252–254.
15. Petrushin E.O., Savenok O.V. Experimental investigations of the hydrodynamics of the horizontal wells // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 3. – P. 35–42.
16. Petrushin E.O., Andriadi A.A., Savenok O.V. Study of hydrodynamics of horizontal wells // Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of Hydrocarbon and Ore Minerals Local Bornings Development» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 275–278.
17. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of Modern Technologies for Interpretation of Hydrodynamic Research Results of Horizontal Wells // Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2015. – № 10. – P. 397–405.
18. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a Mathematical Model of Pressure Change in the Process of Investigation of Horizontal Wells // Petroleum Engineer. – 2015. – № 3. – P. 44–48.
19. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Determination of formation fluid flow rate taking into account the deviation of the well axis from normal to the rock formation plane // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 11. – P. 9–13.
20. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Interpretation of results of testing of horizontal wells and analysis of the received data on an example of Pamyatno-Sasovskoye oil field (Volgograd region) // Petroleum engineer. – 2015. – № 4. – P. 34–44.

21. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Development of methods for determination of reservoir parameters based on the data of the horizontal well investigation and assessment of applicability of the semi-finished data // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 1. – P. 43–47.
22. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of the existing methods of reservoir parameters determination on the basis of the data of hydrodynamic investigations of the horizontal wells // Neftepromyshlennoe delocal. – 2016. – № 4. – P. 23–28.
23. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of application of the reservoir parameter determination methods according to the data of the horizontal well investigation, its features and new possibilities // Science and technology in gas industry. – 2016. – № 2/2016. – P. 47–58.
24. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Estimation of reliability of a technique for determination of the formation parameters according to the data of a horizontal well investigation // Science and technology in gas industry. – 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.
25. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by results of the hydrodynamic research at the steady filtration // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 215–226.
26. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Carrying out of complex of geophysical works in wells of Yam-burg gas condensate field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 173–180.
27. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Investigation of operation results of the horizontal wells, efficiency of the sidetrack drilling and their deepening at Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 parts. – Part 2. – P. 139–145.
28. Sopnev T.V., Beketov S.B. Clarification of the gas-hydrodynamic model of the Cenomanian gas deposit in the Yuzhno-Russkoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 parts. – Part 2. – P. 162–173.
29. Pakhlyan I.A. [et al.]. Database «Electron-methodical complex «Interpretation of the results of hydrodynamic research». Certificate of State Registration of the Database № 2015621693. Application № 2015621108. Date of entry 27 August 2015. Date of state registration in the Register of Databases November 25, 2015.
30. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Database «Modern methods of hydrodynamic research of horizontal wells». State Registration Certificate of the Database № 2016620162. Application № 2015621527. Date of entry 07 December 2015. The date of state registration in the Register of Databases is February 03, 2016.



**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ  
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН  
СУРКОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**  
◆◆◆◆  
**ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL REGIMES OF OPERATION  
OF WELLS ON THE SURKOVSKOYE GAS AND CONDENSATE 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.** Под технологическим режимом эксплуатации газовых (газоконденсатных) скважин понимается поддержание на забое скважин условий, обеспечивающих соблюдение правил охраны недр и безаварийную эксплуатацию скважин. В некоторых случаях, когда природные условия не налагают ограничений на величину дебитов скважин, отборы из скважин устанавливаются исходя из технико-экономических расчётов или нужд потребителя. Так или иначе, технологические режимы представляют собой ограничения, которые необходимо учитывать при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Некоторые технологические режимы эксплуатации скважин могут быть выражены математическими формулами (режимы поддержания на забое скважины максимально допустимого градиента давления, режим допустимой депрессии на пласт, режим заданного дебита скважины и др.). Другие технологические режимы эксплуатации скважин основаны на определённых принципах, которые обуславливают ограничение величины дебита или забойного давления (технологические режимы, обеспечивающие равномерное продвижение границы раздела «газ – вода», максимальную продолжительность безводной эксплуатации скважин и т.д.). В статье выполнен анализ технологических режимов эксплуатации скважин Сурковского газоконденсатного месторождения.

**Ключевые слова:** технологические режимы эксплуатации скважин; режим постоянного градиента; режим постоянной депрессии на пласт; режим постоянного забойного давления; режим постоянного дебита скважин; режим постоянного устьевого давления; режим постоянной скорости потока; изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки.

**Petrushin Evgeniy Olegovich**  
Deputy head of oil and gas trade,  
JSC «Pechoranefit»  
eopetrushin@yahoo.com

**Arutyunyan Ashot Straевич**  
Candidate of technical sciences,  
Associate Professor  
of applied mathematicians department,  
Kuban state technological university  
mereniya@mail.ru

**Annotation.** The technological mode of operation of gas (gas condensate) wells is understood as maintaining conditions at the bottom of the wells that ensure compliance with the rules for the protection of subsoil and trouble-free operation of wells. In some cases, when natural conditions do not impose restrictions on the value of well production rates, the production from wells is set based on technical and economic calculations or the needs of the consumer. One way or another, the technological modes are limitations that must be taken into account when operating gas and gas condensate wells. Some technological modes of well operation can be expressed by mathematical formulas (modes of maintaining the maximum permissible pressure gradient at the bottom of the well, the mode of the permissible drawdown per formation, the mode of a given well flow rate, etc.). Other technological modes of well operation are based on certain principles that determine the limitation of the flow rate or bottomhole pressure (technological modes that ensure uniform advancement of the gas-water interface, the maximum duration of waterless well operation, etc.). The article analyzes the technological modes of wells operation in the Surkovskoye gas and condensate field.

**Keywords:** technological modes of well operation; constant gradient mode; permanent drawdown mode; constant bottomhole pressure mode; constant well production rate; constant wellhead pressure mode; constant flow rate mode; change in the technological mode of well operation during development.

**Общие положения**

Технологический режим работы газовых и газоконденсатных скважин зависит от множества факторов, связанных со структурой месторождения, характеристикой пористой среды и пластовых флюидов, конструкцией скважин и техническими условиями эксплуатации скважинного и промыслового оборудования и др.

Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин осуществляется в соответствии с технологическим режимом их работы, установленным при проектировании разработки месторождений. Одной из основных задач проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений является выбор такого режима эксплуатации скважин, при котором обеспечивается бесперебойная их работа в течение всего периода разработки залежи с максимальным извлечением запасов газа и конденсата при минимальных затратах. Технологический режим работы скважин устанавливается на основании материалов, накопленных при поиске, разведке и опытной эксплуатации месторождения. Соответствующая информация, используемая при выборе технологического режима, накапливается при изучении геологического строения месторождения, проведении газогидродинамических, геофизических и лабораторных исследований свойств газоносных коллекторов и содержащихся в них газов, воды и конденсата. Объём информации, необходимый для установления технологического режима, достаточно широк. Поэтому правильность выбранного технологического режима работы скважин в значительной степени зависит от количества и качества этой информации.

Для установления обоснованного технологического режима необходимо учесть:

- географические и метеорологические условия района расположения месторождения, наличие слоя многолетней мерзлоты; форму, тип, размеры и режим залежи; емкостные и фильтрационные параметры пластов, глубину и последовательность их залегания, наличие гидродинамической связи между пропластками; запасы газа, конденсата и нефти, наличие и активность подошвенных вод;
- условия вскрытия пласта в процессе бурения, свойство промывочной жидкости, степень загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью; устойчивость пласта к разрушению; влияние изменения давления на параметры пласта, водонефтегазонасыщенность пластов; совершенство скважин по степени и характеру вскрытия;
- составы газа, конденсата, воды и нефти, наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов,  $H_2S$ ,  $CO_2$ , ртути и др.; присутствие органических кислот в пластовой воде; физико-химические свойства газа, конденсата, нефти и воды и их изменение по площади, и по разрезу; влагосодержание газа;
- конструкцию скважин, оборудование забоя и устья скважины; схему сбора, очистки и осушки газа на промысле, условия транспортировки газа; техническую и технологическую характеристики применяемого скважинного и промыслового оборудования;
- условия потребления газа и жидкости по темпу отбора, неравномерность потребления, теплотворную способность газа и т.д.

К основным факторам, влияющим на режим эксплуатации, относятся:

- деформация и устойчивость к разрушению продуктивного разреза;
- наличие активной подошвенной или краевой воды (нефти), способной сравнительно быстро обводнить скважину;
- условия, степень и характер вскрытия с учётом анизотропии пласта;
- наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа и пластовой воды, концентрация этих компонентов, давление, температура и скорость потока по стволу;
- возможность образования жидких и песчаных пробок в процессе эксплуатации;
- многосластовость, различие состава газа, давлений и температур отдельных пропластков, наличие гидродинамической связи между ними, различие уровня газожидкостных контактов, неоднородность разреза месторождения.

По мере истощения месторождения, продвижения подошвенной и краевой вод, снижения дебита и давлений, изменения состава добываемой продукции наступает время, когда установленный режим не обеспечивает нормальную работу скважины. Тогда производят замену одного режима другим.

Каждый из перечисленных факторов с учётом дополнительных, не приведённых выше, требует разработки конкретных методов и технологий, позволяющих установить оптимальный технологический режим работы скважин и снять по возможности ограничения, связанные с влиянием на него того или иного фактора. Для некоторых из них, например, для наличия подошвенной воды, разрушения пласта, образования пробок и гидратов и т.д., разработаны эффективные меры, позволяющие повысить производительность газовых скважин.

Независимо от исходных условий, многообразия факторов, влияющих на технологические режимы работы скважин, принимаемый в проекте вариант по режиму эксплуатации должен быть экономически наиболее эффективным. Нарушение последнего условия возможно лишь временно и в исключительных случаях.

Технологический режим работы газовых и газоконденсатных скважин устанавливается и поддерживается в соответствии со сроками, указанными в проекте разработки для каждой скважины на месторождении, исходя из геологических и технологических условий.

В качестве критериев при выборе технологического режима используются:

Режим постоянного градиента на стенке скважины, если пласт неустойчивый или слабоустойчивый и происходит разрушение призабойной зоны при превышении некоторого значения градиента давления. Как правило, разрушение породы в зависимости от устойчивости происходит, начиная от некоторого значения градиента. Если пласт неустойчивый к разрушению, то разрушение начинается при любом градиенте.

Предельно допустимые градиенты давления в породах с различной устойчивостью приведены ниже:

$$\frac{dP}{dR} < 0,05 \text{ атм./см} - \text{ в неустойчивых коллекторах;}$$

$$0,05 < \frac{dP}{dR} < 0,1 \text{ атм./см} - \text{ в слабоустойчивых коллекторах;}$$

$$0,1 < \frac{dP}{dR} < 1,0 \text{ атм./см} - \text{ в среднеустойчивых к разрушению коллекторах;}$$

$$1,0 < \frac{dP}{dR} < 1,5 \text{ атм./см} - \text{ в устойчивых к разрушению коллекторах;}$$

$$\frac{dP}{dR} > 1,5 \text{ атм./см} - \text{ в высокоустойчивых коллекторах.}$$

Следует иметь в виду, что критерий в виде градиента давления в наименьшей степени изменчив в процессе разработки. Изменение градиента происходит только на поздней стадии разработки, при обводнении скважин, а также после ремонта скважин. При режиме эксплуатации скважин с постоянным градиентом давления происходит изменение радиуса скважины, если скважина эксплуатируется с выносом песка, но эти изменения не влияют на дебит скважины, так как они незначительны.

При  $\frac{dP}{dR} = \text{const}$  расчёт дебита ведется по следующим формулам:

$$\frac{\partial P}{\partial R} = C = \frac{A_0 \cdot Q + B_0 \cdot Q^2}{P_{зab}} = \text{const}; \quad (1)$$

$$A_0 = \frac{A}{2 \cdot R_c \cdot \ln \frac{R_k}{R_c}}; \quad (2)$$

$$B_0 = \frac{B}{2 \cdot R_c}; \quad (3)$$

$$f(Q) = (A_0 \cdot Q + B_0 \cdot Q^2) - C \cdot \sqrt{P_{nn}^2 - A \cdot Q - B \cdot Q^2}; \quad (4)$$

$$f'(Q) = A_0 + 2 \cdot B_0 \cdot Q - C \cdot \frac{(-A_0 - 2 \cdot B_0 \cdot Q)}{2 \cdot \sqrt{P_{nn}^2 - A \cdot Q - B \cdot Q^2}}. \quad (5)$$

Решаем методом Ньютона:

$$P_{зab} = (P_{nn}^2 - A \cdot Q - B \cdot Q^2)^{1/2}; \quad (6)$$

$$C = \frac{A_0 \cdot Q + B_0 \cdot Q^2}{(P_{пл}^2 - A \cdot Q - B \cdot Q^2)^{1/2}} \quad (7)$$

Режим постоянной депрессии на пласт следует использовать, если существует возможность деформации пласта, приводящей к ухудшению проницаемости призабойной зоны или обводнение скважины подошвенной водой.

Следует обратить внимание, что величина допустимой депрессии на пласт зависит от свойств воды и газа, положения ГВК и величины вскрытия, т.е. нижней границы интервала перфорации, от вертикальной проницаемости пласта и активности подошвенной воды.

Таким образом, для обоснования технологического режима работы скважин в условиях возможного обводнения подошвенной водой имеются два основных направления работ:

1) приближённая оценка текущего безводного дебита газовых скважин, вскрывших изотропные и а пласты с подошвенной водой;

2) численное определение безводного или точнее, просто дебита скважины с учётом продвижения воды, путём использования геолого-математической модели скважины, вскрывшей однородные и неоднородно-многослойные пласты с подошвенной водой.

По методике Алиева З.С. предельный безводный дебит определяется так:

$$Q_{пб} = \frac{a^* \cdot Q^* \cdot R_c}{2 \cdot b^*}, \quad (8)$$

где

$$a^* = \frac{a \cdot h}{\ln \frac{R_k}{R_c}}; \quad b^* = \frac{b \cdot h^2}{\left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right)}; \quad (9)$$

$$Q^* = \bar{h} \cdot \ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{h}} \cdot \left[ -1 + \sqrt{1 + \frac{k_0}{\bar{h} \cdot \left( \ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}} \right)^2}} \right]. \quad (10)$$

Здесь  $\bar{h}$  – относительное вскрытие пласта, которое определяется по следующей формуле:

$$\bar{h} = \frac{h_e}{h}. \quad (11)$$

$\bar{R}$  – относительный радиус контура питания:

$$\bar{R} = \frac{R_k}{R_c}; \quad (12)$$

$k_0$  – параметр, определяемый по формуле:

$$k_0 = \frac{4 \cdot b^* \cdot \Delta P_{доп}^2}{a^{*2} \cdot R_c}; \quad (13)$$

$\Delta P_{доп}^2$  – допустимая депрессия на пласт при наличии подошвенной воды, определяемая согласно работе по формуле:

$$\Delta P_{доп}^2 = \frac{2 \cdot P_{пл} \cdot g \cdot h \cdot (1 - \bar{h}) \cdot (\rho_g - \rho_w)}{\eta} \cong D \cdot x, \quad (14)$$

где

$$D = \frac{2 \cdot P_{пл} \cdot g \cdot h \cdot (\rho_в - \rho_г)}{\eta} \text{ и } x = 1 - \bar{h}. \quad (15)$$

где  $\rho_в$  и  $\rho_г$  – плотности пластовой воды и газа в рабочих условиях,  $g$  – ускорение силы тяжести;  $\eta$  – высота столба жидкости, обеспечивающая 0,1 МПа.

аис и вис – коэффициенты фильтрационного сопротивления, определённые по результатам исследования скважин, вскрывших пласт толщиной  $h$  на величину  $hв$  (рис. 1).

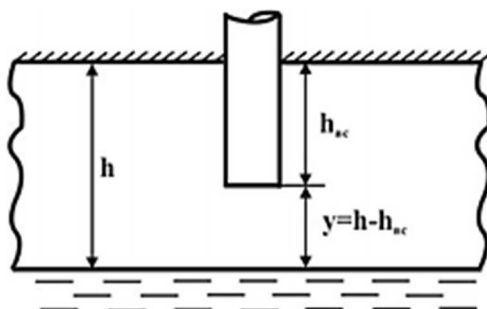


Рисунок 1 – Схема относительного вскрытия пласта

Режим постоянного забойного давления при проектировании не часто используется для обоснования режима эксплуатации скважин. Наиболее часто используемый случай  $P_{заб} = const$  связан с разработкой ненасыщенных газоконденсатных месторождений. Такой режим не долговечен из-за того, что по достижении определённой величины пластового давления во избежание интенсивного снижения дебита скважин он заменяется другим режимом, более подходящим на данной стадии разработки залежи. Теоретически продление срока эксплуатации скважин на режиме  $P_{заб} = const$  возможно при поддержании пластового давления путём закачки сухого газа или воды в пласт.

Дебит определяется из уравнения притока:

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a \cdot Q + b \cdot Q^2. \quad (16)$$

Уравнение (14) преобразуется следующим образом:

$$b \cdot Q^2 + a \cdot Q - \Delta P^2 = 0; \quad Q = \frac{-a + \sqrt{Dscr}}{2 \cdot b}, \quad (17)$$

где  $Dscr$  – дискриминант квадратного уравнения:

$$Dscr = a + 4 \cdot b \cdot \Delta P^2, \quad (18)$$

где  $a$  и  $b$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Режим постоянного дебита скважин является наиболее выгодным, если его можно поддерживать длительное время, если увеличение депрессии на пласт при этом не приводит к осложнениям, если предприятие временно не имеет возможности бурить и обустривать дополнительное число скважин. Такой режим может быть временно использован и при условиях добычи коррозионно-активного газа, когда интенсивность коррозии связана со скоростью движения газа по стволу скважины с заданной конструкцией. При этом режиме конструкция скважины должна обеспечить вынос твёрдых и жидких примесей с забоя и исключить возможность образования песчано-жидкостных пробок.

Режим постоянного устьевого давления выбирается, как правило, на непродолжительный срок и при этом не с начала разработки месторождения. Использование режима  $P_{уст} = const$  всегда связано с необходимостью некоторое время поддерживать такое давление, при котором работой системы осушки газа будет обеспечена требуемая кондиция газа. Такая ситуация возникает при несвоевременном вводе в эксплуата-

тацию дожимных компрессорных станций. Применение этого режима приводит к снижению дебита скважин ниже проектных. Такая ситуация возникает почти на всех месторождениях и приводит к временному уменьшению отбора газа из месторождения, не предусмотренного проектом.

Режим постоянной скорости потока, в особенности в интервале перфорации, используется для обеспечения выноса примесей, поступающих на забой вместе с газом. Режим постоянной скорости потока по стволу должен быть использован для двух участков: у интервала перфорации для выноса примесей и у устья скважины, при которой обеспечивается весьма низкая интенсивность коррозионно-эрозионного разъедания фонтанных труб в случае отсутствия защитных ингибиторов. Низкая скорость у интервала перфорации, достаточная для удаления примесей, должна быть  $v \leq 5$  м/с. Ниже этого предела существует опасность образования пробки. Максимальная скорость ближе к устью скважины должна быть  $v \leq 11$  м/с, при которой интенсивность разъедания труб значительно ниже, чем при скоростях больше 11 м/с. Таким образом, с точки зрения технологии эксплуатации скорость движения по стволу должна быть  $5 \leq v \leq 11$  м/с.

Когда сила сопротивления среды  $R$  равна весу частицы в газовой среде  $G$ , получим:

$$v_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot d \cdot (\rho_q - \rho_g) \cdot g}{3 \cdot \xi \cdot \rho_g}}, \quad (19)$$

где  $\xi$  – безразмерный коэффициент сопротивления среды;  $d$  – диаметр частицы;  $\rho_g$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $v_0$  – скорость движения частицы.

При  $Re < 500$ :

$$\xi = \frac{24}{Re} = \frac{24 \cdot \mu}{v \cdot d \cdot \rho_g}. \quad (20)$$

При  $Re > 500$   $\xi = 0,44$ .

Из формулы (19) получаем:

$$v_0 = 5,44 \cdot \sqrt{\frac{d \cdot (\rho_q - \rho_g)}{\rho_g}}. \quad (21)$$

где

$$\rho_g = \rho_0 \cdot \frac{P \cdot Z_0 \cdot T_0}{P_0 \cdot Z \cdot T}; \quad (22)$$

$$v_{0,раб} = 1,2 \cdot v_0. \quad (23)$$

По результатам опытов величин критической скорости дебит скважины определяется по формуле:

$$Q_{уст} = \frac{v_{кр}^{уст} \cdot d^2 \cdot P_{уст}}{T_{уст} \cdot Z_{уст} \cdot 0,052}; \quad (24)$$

$$Q_{заб} = \frac{v_{кр}^{заб} \cdot d^2 \cdot P_{заб}}{T_{заб} \cdot Z_{заб} \cdot 0,052}. \quad (25)$$

При выносе капель жидкости скорость, необходимая для выноса жидкости:

$$v_{0,min} = 10 \cdot (45 - 0,0455 \cdot P_{заб})^{1/4} \cdot P_{заб}^{-1/2}. \quad (26)$$

Дебит газа, при котором капли жидкости будут выноситься с забоя:

$$Q_{ж,min} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v_{0,min} \cdot \frac{T_0 \cdot Z_0 \cdot P_{заб}}{T_{заб} \cdot Z_{заб} \cdot P_0}; \quad (27)$$

$$Z_{cp} = \left[ 0,4 \cdot \lg \left( \frac{T_{пл}}{T_{кр}} \right) + 0,73 \right]^{\left( \frac{P_{пл}}{P_{кр}} \right)} + 0,1 \cdot \left( \frac{P_{пл}}{P_{кр}} \right); \quad (28)$$

$$P_{кр} = 4,892 - 0,4048 \cdot \bar{p}; \quad (29)$$

$$T_{кр} = 94,717 + 170,8 \cdot \bar{p}; \quad (30)$$

$$T_{пр} = \frac{T_{пл}}{T_{кр}}; \quad (31)$$

$$P_{пр} = \frac{P_{пл}}{P_{кр}}. \quad (32)$$

### Температурный технологический режим эксплуатации скважин

Для определения возможности образования гидратов в призабойной зоне пласта необходимо использовать уравнения: движения газа в пласте, распределения температуры при снижении давления и уравнения равновесного гидратообразования.

Прежде всего, надо исходить из того, что при работе скважины наибольший перепад давления в пласте имеет место у стенки скважины. Следовательно, самая низкая температура газа в зоне, дренируемой скважиной, будет у стенки, и оно будет самой опасной зоной с точки зрения образования гидратов:

$$P(R) = \left[ P_{пл}^2 - a_1 \cdot Q \cdot \ln \left( \frac{R_k}{R} \right) - b_1 \cdot Q^2 \cdot \ln \left( \frac{1}{R} - \frac{1}{R_k} \right) \right]^{-0,5}; \quad (33)$$

$$a_1 = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{амм} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}}; \quad b_1 = \frac{\rho_{амм} \cdot P_{амм} \cdot z \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{см}}. \quad (34)$$

Распределение температуры газа в пласте с приемлемой точностью определяется по формуле:

$$T(R) = T_{пл} - D_i \cdot (P_{пл} - P(R)) \cdot \frac{\ln \left( 1 + \frac{G \cdot C_p \cdot \tau}{\pi \cdot h \cdot C_n \cdot R^2} \right)}{\ln \left( \frac{R_n}{R} \right)}, \quad (35)$$

где  $D_i$  – коэффициент Джоуля-Томсона;  $G$  – дебит скважины, кг/час.

Для используемого при расчёте распределения давления  $Q$  (тыс. м<sup>3</sup>/сут.) может быть переведён в  $G$  по формуле:

$$G = 54 \cdot \rho \cdot Q,$$

где  $\rho$  – относительная плотность газа;  $C_p$  – изобарная теплоёмкость газа в пластовых условиях.

При  $R = R_c$  можно найти потери температуры снижения давления при пуске скважины в работу с дебитом  $Q$ :

$$\Delta T = T_{пл} - T_{заб} = T_{пл} - D_i \cdot (P_{пл} - P_{заб}(R_c)) \cdot \frac{\ln \left( 1 + \frac{G \cdot C_p \cdot \tau}{\pi \cdot h \cdot C_n \cdot R^2} \right)}{\ln \left( \frac{R_n}{R} \right)}. \quad (36)$$

### Методика расчёта

*Определение допустимого дебита проектной скважины при режиме постоянного градиента на стенке скважины:*

1. Исходные данные ( $R_c, R_k, C, A, B, P_{пл}$ ) принимаем из приложения;
2. Определяем значения коэффициентов  $A_0$  и  $B_0$  согласно формулам (2) и (3) соответственно;
3. Определяем  $f(Q_i)$  и  $f'(Q_i)$  по формулам (4) и (5);
4. Производим расчёт допустимого дебита с помощью метода Ньютона;
5. Строим график зависимости  $f(Q_i)$  от  $Q_i$ , определяем допустимый дебит.

*Определение допустимого дебита проектной скважины при режиме постоянной депрессии на пласт:*

1. Исходные данные ( $\rho_{отн}, T_{пл}, h_e^{cp}, h_{вск}, g, \rho_b, R_c, R_k, A, B, P_{пл}$ ) принимаем из приложения.
2. Рассчитываем критические, приведенные параметры и коэффициент сжимаемости по формулам (28), (29), (30), (31) и (32);
3. Находим допустимую депрессию на пласт  $\Delta P_{доп}^2$  по формуле (14),  $k_0$  и  $Q^*$  по формулам (13) и (10);
4. Находим  $Q_{пб}$  по формуле (8);
5. Строим графическую зависимость  $Q_{пб}$  от  $h_{отн}$  для определения предельного безводного дебита.

*Обоснование скоростного режима эксплуатации проектной скважины:*

1. Исходные данные ( $P_{заб}, P_{уст}, T_{заб}, d_{нкт}, T_{заб}, T_{уст}, Z_{заб}, Z_{уст}, P_{ст}, T_{ст}$ ) принимаем из приложения;
2. Находим  $Z_{уст}$  по формуле (28), находим  $Z_{заб}$  по формуле (28);
3. Определяем дебит скважины из условия, что  $v_{заб} > 5$  м/с по формуле (25);
4. Определяем дебит скважины из условия, что  $v_{заб} < 11$  м/с по формуле (24).
5. Определяем дебит выноса капельной жидкости по формуле (27).

*Определение дебита при режиме постоянного давления на забое:*

1. Исходные данные ( $P_{пл}, P_{заб}, A, B$ );
2. Находим разность между  $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ ;
3. Составляем квадратное уравнение  $b \cdot Q^2 + a \cdot Q - (P_{пл}^2 - P_{заб}^2) = 0$ ;
4. Определяем корень квадратного уравнения по формуле (17).

*Определяем давление на забое при режиме постоянного дебита:*

1. Исходные данные ( $P_{пл}, A, B, Q$ );
2. Определяем значение  $P_{заб}$  по формуле  $P_{заб} = \sqrt{P_{пл}^2 - a \cdot Q - b \cdot Q^2}$ .

*Определяем значение дебита при режиме постоянного давления на устье скважины:*

1. Исходны данные ( $T_{уст}, T_{заб}, A, B, P_{уст}, H$ );
2. Определяем значения  $T_{пр}, P_{пр}, Z_{ср}, s, \theta$ ;

3. Составляем систему уравнений 
$$\begin{cases} P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a \cdot Q + b \cdot Q^2 \\ P_{заб} = \sqrt{P_{уст}^2 \cdot e^{2 \cdot s} + \theta \cdot Q^2} \end{cases};$$

4. Подставляем  $P_{заб}$  в верхнее выражение и получаем квадратное уравнение;
5. Определяем значение дебита из квадратного уравнения;
6. Определяем значение давления на забое.

### Расчётная часть

*Задача 1. Определение допустимого дебита проектной скважины при режиме постоянной депрессии на пласт.*

Исходные данные:  $R_c = 0,095$  м,  $R_k = 1000$  м,  $\rho_{отн} = 0,605$ ,  $T_{пл} = 344$  °K,  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>,  $\rho_b = 1020$  кг/м<sup>3</sup>,  $h_{ст}^* = 10$  м.



**Таблица 1 – Исходные данные**

№ скважины	$A, (МПа)^2/(тыс. м^3/сут.)$	$B, (МПа)^2/(тыс. м^3/сут.)^2$	Рпл, МПа	$h_e^{cp}, м$	$h_{вск}, м$
65	0,06	0,0003	12,8	9,0	5,6
105	0,46	0,0024	20,5	25,0	15,5
110	0,04	0,0003	14,2	6,6	4,1

**Таблица 2 – Определение критических параметров и коэффициента сверхсжимаемости**

№ скважины	$T_{кр}, °K$	$P_{кр}, МПа$	$T_{пр}$	$P_{пр}$	Z
65	198,051	4,65	1,74	2,75	0,866
105	198,051	4,65	1,74	4,42	0,873
110	198,051	4,65	1,74	3,06	0,864

**Таблица 3 – Расчёт необходимых параметров**

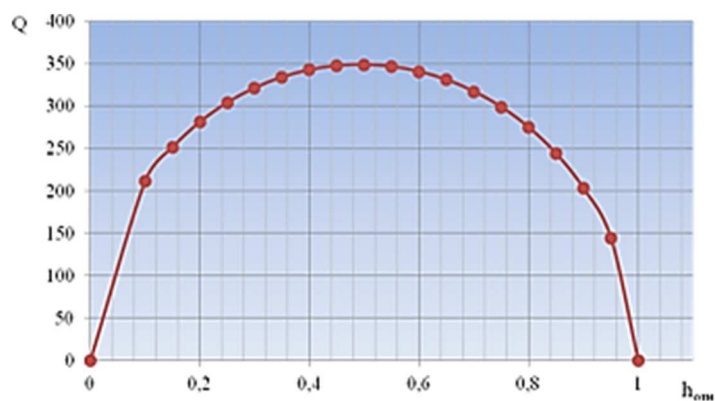
№ скважины	$\rho_f, кг/м^3$	$h_{отн}$	$A^*, (МПа)^2/(тыс. м^3/сут.)$	$B^*, (МПа)^2/(тыс. м^3/сут.)^2$	$\frac{R_k}{R_c}$
65	91,8	0,62	0,058	0,002308719	10526,3
105	148,3	0,62	1,242	0,142513539	10526,3
110	103,5	0,62	0,025	0,001241578	10526,3

**Таблица 4 – Определение предельно допустимого дебита**

№ скважины	$\Delta P_{доп}^2, МПа^2/м$	$k_0$	$Q^*$	Q, тыс. м <sup>3</sup> /сут.
65	79718,7	132911	281,09	335,8
105	333722,2	1612751	993,93	409,7
110	64036,4	134219	282,50	268,4

**Таблица 5 – Зависимость дебита от относительного вскрытия скважины № 65**

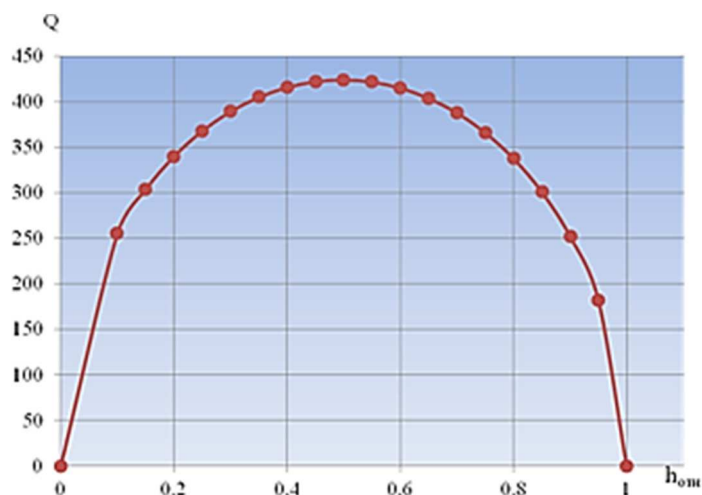
$h_{отн}$	$\Delta P_{доп}^2, МПа^2/м$	$k_0$	$Q^*$	Q, тыс. м <sup>3</sup> /сут.
0	0	0	0	0
0,10	188807,5	314790	176,27	211,5
0,15	178318,2	297301	209,51	251,3
0,20	167828,9	279813	234,40	281,2
0,25	157339,6	262325	253,44	304,0
0,30	146850,3	244836	267,90	321,4
0,35	136361,0	227348	278,50	334,1
0,40	125871,7	209860	285,69	342,7
0,45	115382,4	192372	289,73	347,6
0,50	104893,1	174883	290,77	348,8
0,55	94403,8	157395	288,85	346,5
0,60	83914,4	139907	283,93	340,6
0,65	73425,1	122418	275,86	330,9
0,70	62935,8	104930	264,37	317,1
0,75	52446,5	87442	249,03	298,7
0,80	41957,2	69953	229,10	274,8
0,85	31467,9	52465	203,32	243,9
0,90	20978,6	34977	169,19	203,0
0,95	10489,3	17488	120,35	144,4
1,00	0,0	0	0,00	0,0



**Рисунок 2** – График зависимости предельного безводного дебита от относительного вскрытия пласта для скважины № 65  $Q_{\text{отт}} = 348,8$  тыс. м<sup>3</sup>/сут. при вскрытии 0,5

**Таблица 6** – Зависимость дебита от относительного вскрытия скважины № 105

$h_{\text{отн}}$	$\Delta P_{\text{отт}}^2$ , МПа <sup>2</sup> /м	$k_0$	$Q^*$	$Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.
0	0	0	0	0
0,10	790394,8	3819674	616,88	255,3
0,15	746484,0	3607470	733,94	303,7
0,20	702573,1	3395266	821,88	340,1
0,25	658662,3	3183062	889,40	368,1
0,30	614751,5	2970858	940,93	389,4
0,35	570840,7	2758654	979,01	405,2
0,40	526929,8	2546450	1005,18	416,0
0,45	483019,0	2334245	1020,38	422,3
0,50	439108,2	2122041	1025,09	424,2
0,55	395197,4	1909837	1019,49	421,9
0,60	351286,6	1697633	1003,40	415,3
0,65	307375,7	1485429	976,33	404,1
0,70	263464,9	1273225	937,36	387,9
0,75	219554,1	1061021	884,92	366,2
0,80	175643,3	848817	816,49	337,9
0,85	131732,5	636612	727,64	301,1
0,90	87821,6	424408	609,66	252,3
0,95	43910,8	212204	440,23	182,2
1,00	0,0	0	0,00	0,0



**Рисунок 3** – График зависимости предельного безводного дебита от относительного вскрытия пласта для скважины № 105  $Q_{\text{отт}} = 424,4$  тыс. м<sup>3</sup>/сут. при вскрытии 0,5

Таблица 7 – Зависимость дебита от относительного вскрытия скважины № 110

$h_{\text{отн}}$	$\Delta P_{\text{дол}}^2$ , МПа <sup>2</sup> /м	$k_0$	$Q^*$	$Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.
0	0	0	0	0
0,10	151665,1	317886	177,14	169,0
0,15	143239,3	300226	210,54	200,9
0,20	134813,5	282566	235,56	224,8
0,25	126387,6	264905	254,70	243,0
0,30	117961,8	247245	269,23	256,9
0,35	109535,9	229585	279,88	267,1
0,40	101110,1	211924	287,11	274,0
0,45	92684,2	194264	291,17	277,8
0,50	84258,4	176603	292,22	278,8
0,55	75832,6	158943	290,29	277,0
0,60	67406,7	141283	285,35	272,3
0,65	58980,9	123622	277,24	264,5
0,70	50555,0	105962	265,70	253,5
0,75	42129,2	88302	250,28	238,8
0,80	33703,4	70641	230,26	219,7
0,85	25277,5	52981	204,35	195,0
0,90	16851,7	35321	170,06	162,3
0,95	8425,8	17660	120,98	115,4
1,00	0,0	0	0,00	0,0

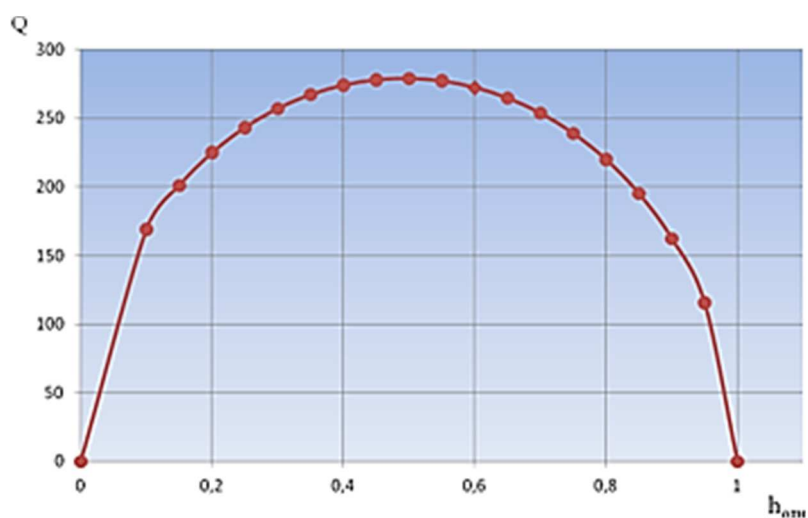


Рисунок 4 – График зависимости предельного безводного дебита от относительного вскрытия пласта для скважины № 110  $Q_{\text{опт}} = 278,8$  тыс. м<sup>3</sup>/сут. при вскрытии 0,5

Задача 2. Определение допустимых дебитов проектных скважин при режиме постоянного градиента на стенке скважины

Таблица 8 – Исходные данные

№ скважины	$A$ , (МПа) <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут.)	$B$ , (МПа) <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут.) <sup>2</sup>	$P_{\text{пл}}$ , МПа	$R_k$ , м	$R_c$ , м
65	0,06	0,0003	12,8	1000	0,095
105	0,46	0,0024	20,5	1000	0,095
110	0,04	0,0003	14,2	1000	0,095

**Таблица 9** – Значения вычисленных коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $A_0$ ,  $B_0$

№ скважины	$A_0$ (МПа) <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут.)	$B_0$ (МПа) <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут.) <sup>2</sup>
65	0,03410	0,0015789
105	0,26141	0,0126316
110	0,01989	0,0015789

**Таблица 10** – Значения дебитов в зависимости от  $C$

$C$ , МПа/м	скважина № 65 $Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.	скважина № 105 $Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.	скважина № 110 $Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.
10	501,2	669,7	590,12

**Задача 3. Определение забойного давления при режиме постоянного дебита**

**Таблица 11** – Исходные данные

№ скважины	$A$ , (МПа) <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут.)	$B$ , (МПа) <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут.) <sup>2</sup>	$P_{пл}$ , МПа	$Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.
65	0,06	0,0003	12,8	348,8
105	0,46	0,0024	20,54	423,4226
110	0,035	0,0003	14,5	278,4

**Таблица 12** – Определение давления на забое

№ скважины	$P_{заб}$ , МПа
65	10,315695
105	13,524464
110	12,986302

Вывод: Из проведённых расчётов следует, чтобы поддерживать оптимальные дебиты нужно поддерживать рассчитанные давления на забое.

**Задача 4. Определение давления на устье при оптимальном дебите**

**Таблица 13** – Исходные данные

№ скважины	$Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.	$P_{заб}$ , МПа	$T_{уст}$ , °K	$T_{заб}$ , °K
65	348,8	10,315695	292,8	341
105	423,4226	13,524464	293,9	345
110	278,4	12,986302	293	345

**Таблица 14** – Определение необходимых параметров для нахождения давления на устье

№ скважины	$S$	$P_{уст}$	$Z_{ср}$	$\Theta$	дискриминант
65	0,237372	5,120095	0,864	0,000528	0,4067874
105	0,249666	7,181893	0,844	0,000546	1,14069631
110	0,23338	9,001585	0,851	0,000509	0,11317833

**Задача 5. Определение минимального и максимального допустимых дебитов при скоростном режиме.**

**Таблица 15** – Исходные данные:  $P_{ст} = 0,101325$  МПа,  $T_{ст} = 293,15$  °K,  $T_{пл} = 344$  °K,  $T_{кр} = 198,051$  °K,  $P_{кр} = 4,65$  МПа,  $d_{нкт} = 0,073$  м,  $v_{заб} = 5$  м/с,  $v_{уст} = 12$  м/с

№ скважины	$P_{заб}$ , МПа	$P_{уст}$ , МПа	$T_{уст}$ , °K
65	10,315695	5,120095	292,8
105	13,524464	7,181893	293,9
110	12,986302	9,001585	293

**Таблица 16** – Определение дебита на устье скважины из условий, что  $v_{уст} < 11$  м/с

№ скважины	$T_{пр}$ (уст)	$P_{пр}$ (уст)	$Z_{уст}$	$Q_{уст}$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.
65	1,491	1,677	0,855	458,4
105	1,470	2,219	0,826	628
110	1,461	1,941	0,836	542,9

**Таблица 17** – Определение дебита на забое скважины из условий, что  $v_{заб} > 5$  м/с

№ скважины	$T_{пр}$ (заб)	$P_{пр}$ (заб)	$Z_{заб}$	$Q_{заб}$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.
65	1,75	2,43	0,874	270,6
105	1,73	2,91	0,862	329,3
110	1,72	2,48	0,867	222,7

Вывод: Из выполненных расчётов следует, что данные дебиты входят в диапазон дебитов, при которых выносятся жидкость и твёрдые частицы с забоя, а также при которых устьевое оборудование подвергается наименьшему износу.

### Задача 6. Температурный режим

**Таблица 18** – Исходные данные

$T_{пл}$ , °K	$T_{нс}$ , °K	$T_{ммп}$ , °K	$H_{нс}$ , м	$H_{скв}$ , м	$H_{ммп}$ , м	$\lambda_{тр}$	$C_p$ , Дж/(кг·°K)
344,00	264	267	5,4	3200	389	0,017	2827,1

**Таблица 19**

$C_p$ , Дж/(кг·°K)	$\lambda_p$ , Вт/(м·°K)	$R_k$ , м	$R_c$ , м	$d_{нкт}$ , м	$T_{кр}$ , °K	$P_{кр}$ , МПа	$C_{ммп}$ , Дж/м <sup>3</sup>	$\lambda_{ммп}$ , Вт/(м·°K)
960	1,6	1000	0,095	0,073	198,051	4,65	2,12	3,21

**Таблица 20**

№ скважины	$Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.	$P_{заб}$ , МПа	$P_{пл}$ , МПа	$h$ , м
65	348,8	10,315695	12,8	9
105	423,4226	13,524464	20,54	25
110	278,4	12,986302	14,5	6,6

**Таблица 21** – Определение параметров до ММП

№ скважины	$G$ , кг/с	$T_{пр}$	$P_{пр}$	$f(D_i)$ , Дж/(кг·°K)	$D_i$ , °K/МПа	$f(\tau)$	$\Gamma$ , °K/м	$\alpha$ , 1/м	$\Delta T_i$ , °K
65	3,17	1,74	2,75	207,01	3,12	5,42	0,026451	0,000207	2,50
105	3,84	1,74	4,42	167,61	2,53	5,42	0,026451	0,000171	5,80
110	2,53	1,74	3,05	199,88	3,01	5,42	0,026451	0,000260	1, 19

**Таблица 22** – Определение параметров в зоне ММП

№ скважины	$\Gamma_{ммп}$ , °K/м	$B$	$f(\tau)$ ММП	$\alpha_m$ , 1/м
65	0,007821	0,000129	8,816937	0,000255
105	0,007821	0,000129	8,816937	0,000210
110	0,007821	0,000129	8,816937	0,000320

**Таблица 23** – Определение термобарических параметров по стволу скважины № 65

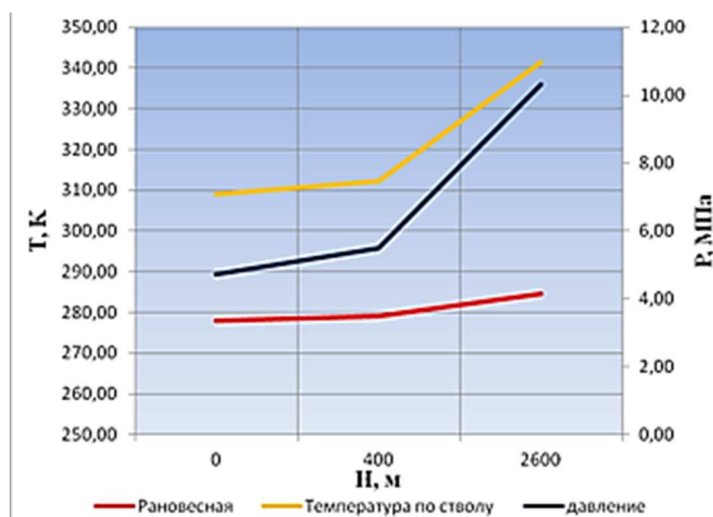
$H_i$ , м	$T_i$ , °K	$T_{срi}$ , °K	$P_{срi}$ , МПа	$Z_{срi}$	$S_i$	$\theta_i$	$P_i$ , МПа
3300	341,50	341,50	10,32	0,874	0	0	10,32
389	312,15	326,82	7,91	0,879	0,209303	0,0004974	5,50
0	309,10	310,63	5,11	0,901	0,028710	0,0000537	4,73

**Таблица 24** – Определение термобарических параметров по стволу скважины № 105

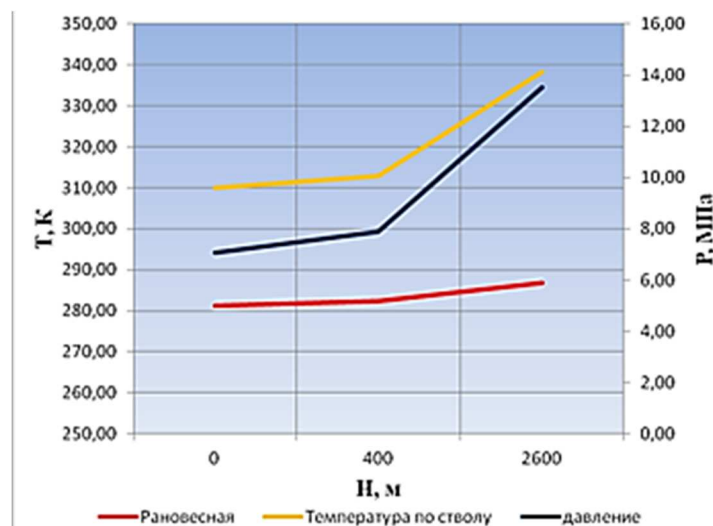
$H_i$ , м	$T_i$ , °K	$T_{срi}$ , °K	$P_{срi}$ , МПа	$Z_{срi}$	$S_i$	$\theta_i$	$P_i$ , МПа
3300	338,20	338,20	13,52	0,858	0	0	13,52
389	312,92	325,56	10,70	0,857	0,215562	0,0004862	7,88
0	309,88	311,40	7,47	0,872	0,029614	0,0000521	7,05

**Таблица 25** – Определение термобарических параметров по стволу скважины № 110

$H_i$ , м	$T_i$ , °K	$T_{срi}$ , °K	$P_{срi}$ , МПа	$Z_{срi}$	$S_i$	$\theta_i$	$P_i$ , МПа
3300	342,81	342,81	12,99	0,864	0	0	12,99
389	312,52	327,67	11,11	0,857	0,214238	0,0004885	9,23
0	309,48	311,40	8,99	0,856	0,030183	0,0000511	8,75



**Рисунок 5** – График распределения давления и температуры по стволу скважины № 65



**Рисунок 6** – График распределения давления и температуры по стволу скважины № 105

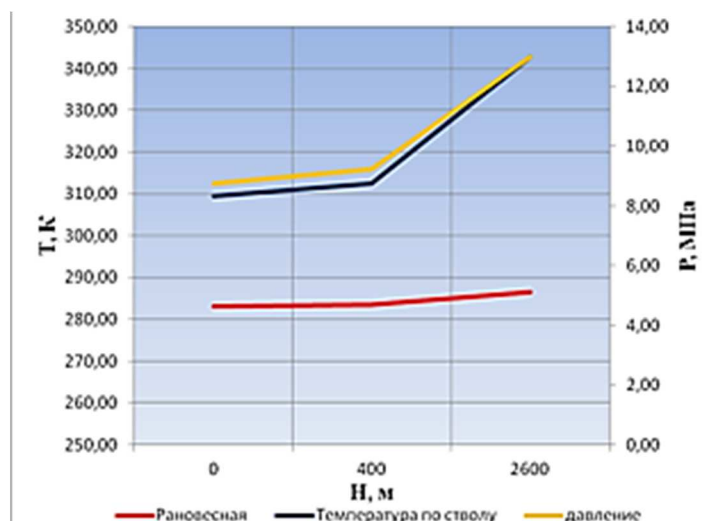


Рисунок 7 – График распределения давления и температуры по стволу скважины № 110

Таблица 26 – Определение равновесной температуры

H, м	скважина № 65		скважина № 105		скважина № 110	
	Р <sub>и</sub> , МПа	Т <sub>р<sub>и</sub></sub> , °K	Р <sub>и</sub> , МПа	Т <sub>р<sub>и</sub></sub> , °K	Р <sub>и</sub> , МПа	Т <sub>р<sub>и</sub></sub> , °K
3300	10,32	284,57	13,52	286,91	12,99	286,56
389	5,50	279,13	7,88	282,24	9,23	283,61
0	4,73	277,83	7,05	281,28	8,75	283,14

Вывод: При заданном технологическом режиме работы скважин расчёты показывают, что во всех скважинах не создаются условия для гидратообразования. Все скважины работают в безгидратном режиме.

### Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки

Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, установленный на ранней стадии разработки с учётом определяющего на этой стадии фактора или сочетания факторов, изменяется в процессе разработки месторождений. Изменения технологического режима обуславливаются либо изменением определяющего фактора, по которому устанавливался данный режим, либо возникновением и влиянием новых факторов, которые на данном этапе разработки. Необходимость изменения установленного технологического режима обуславливается изменением характеристик пласта и скважин в процессе разработки, проведением ремонтно-профилактических и интенсификационных работ.

Необходимость изменения режима работы скважин возникает:

I. Когда определяющим фактором является подошвенная вода и допустимая предельная депрессия на пласт была выбрана для заданной начальной величины вскрытия пласта и положения газовой воды. С изменением пластового давления и толщины газоносного пласта величина допустимой депрессии линейно уменьшается.

II. Когда определяющим фактором является близость контурных вод и когда критерием выбора режима могут служить несколько параметров, среди которых наиболее существен суммарный отбор газа из месторождения, в особенности с малыми запасами газа до прорыва воды в скважину.

В скважинах, расположенных близко к контурной воде, ограничение депрессии с целью предотвращения преждевременного прорыва воды является необходимым условием. Величина депрессии в приконтурных скважинах на каждом конкретном месторождении и в конкретной скважине выбирается расчётным путём, исходя из расстояния от забоя скважины до контакта «газ – вода», коллекторских свойств пласта и их

изменения в зоне от скважины до ГВК из-за изменения пластового давления и других геолого-промысловых параметров. При наличии нескольких пропластков с различными фильтрационными свойствами эти расчёты производятся по наиболее опасному с точки зрения быстрого прорыва контурной воды пласту.

III. Когда устойчивость породы к разрушению является основным фактором, критерий технологического режима эксплуатации скважин устанавливается в виде постоянного градиента и его изменение в течение всего периода разработки не допускается. Если скважина вскрывает коллектор с весьма низкой устойчивостью пород к разрушению, то в процессе разработки требуется поддерживать его постоянным до тех пор, пока не будут проведены определённые мероприятия по предотвращению разрушения пласта.

В большинстве случаев в рыхлых коллекторах практически при любой величине градиента происходит разрушение пласта. Однако при сравнительно продолжительной работе скважины на данном градиенте после выноса породы из зоны определённого радиуса распространения градиента разрушение пласта должно существенно замедляться в результате перемещения выбранного градиента от стенки скважины вглубь пласта и отсортровки выносимых частиц породы.

Изменение технологического режима эксплуатации скважин, установленного исходя из условия разрушения пласта при превышении допустимой величины градиента, может происходить при применении механических или гравийных фильтров, проведении ремонтно-профилактических работ скважинного или устьевого оборудования и др.

IV. Когда основным фактором является условие вскрытия пласта и несовершенство скважины по степени и характеру, следует исходить из двух основных условий, которые связаны с необходимостью вскрытия скважины заданной промысловой жидкостью и дострел перфорированной части фильтра и уплотнения перфорации до её оптимальной величины.

V. Когда основным фактором является наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов, необходимость изменения технологического режима возникает начиная с момента, когда дальнейшее увеличение диаметра насосно-компрессорных труб невозможно. При этом скорость потока газа не должна превышать определённую величину в любом сечении ствола скважины. Превышение допустимой величины скорости потока в этом случае оценивается как снятие ограничивающего фактора процесса коррозии скважинного оборудования. Если в процессе эксплуатации скважины производится закачка антикоррозионного ингибитора, то изменение технологического режима эксплуатации также становится необходимостью. Технологический режим эксплуатации скважины при постоянной скорости движения потока, существенно влияющей на интенсивность коррозии, подлежит изменению и в тех случаях, когда необходимо поддерживать определённое устьевое давление и когда увеличение количества влаги в газе приводит к более интенсивной коррозии оборудования. Как правило, в процессе разработки по мере снижения парциального давления коррозионно-активного компонента интенсивность коррозии снижается.

VI. Когда изменение технологического режима эксплуатации скважин обусловлено изменением параметров пласта в призабойной зоне в результате очищения или загрязнения его в процессе разработки. Происходящее изменение параметров призабойной зоны определяется периодическими исследованиями, проводимыми на скважинах. Часто на практике изменение установленного технологического режима происходит в скважинах, выносящих значительное количество жидких компонентов и твердых примесей при заданной конструкции скважины.

Когда изменение технологического режима эксплуатации скважины связано с многопластовостью. Эти изменения обуславливаются степенью истощения отдельных пластов в процессе разработки, применением системы одновременно-раздельной эксплуатации скважин, изменением схемы сбора, очистки и осушки газа на промысле, необходимостью проведения изоляционных работ на одном из пластов и т.д.

Когда технологический режим устанавливается исходя из возможности образования гидратов. В этом случае выбранный технологический режим, обеспечивающий безгидратный режим эксплуатации скважины, должен быть изменён, если производится ингибирование продукции скважины в призабойной зоне пласта и в стволе.



IX. Когда изменение технологического режима работы скважины обусловлено накоплением и выносом столба жидкости или песчаной пробки на забое скважин.

В этом случае, когда дальнейшие изменения в конструкции фонтанных труб невозможны или нецелесообразны и поступающая из пласта конденсационная, пластовая вода или тяжелые компоненты углеводородов, переходящие в жидкое состояние в призабойной зоне и в стволе скважин, полностью не выносятся, процесс накопления песчано-жидкостного и жидкостного столба приводит к изменению технологического режима. Удаление столба жидкости производят путём закачки в ствол скважины ПАВ; повышения депрессии и соответственно дебита скважин; изменения глубины спуска и диаметра насосно-компрессорных труб; использования механического способа; установления нового технологического режима.

X. Когда изменение технологического режима эксплуатации обусловлено необходимостью поддержания определённой величины устьевого давления или его изменения.

В этом случае величина устьевого давления, а в некоторых случаях – давления в промысловом газосборном коллекторе требует изменения технологического режима по некоторым скважинам.

Время перехода от одного технологического режима к другому в основном зависит от фактора или сочетания факторов, по которым устанавливался данный технологический режим, от стадии разработки залежи и от условия сбора и транспорта газа.

Время, которое необходимо для изменения режима в зависимости от стадии разработки, диктуется темпом освоения рассматриваемого месторождения, потребностью народного хозяйства по меньшей мере в данном районе, т.е. годовыми отборами, продолжительностью нарастающей, постоянной и падающей добычи, условиями сбора и подготовки газа, переводом от одной системы осушки к другой и начальными данными газопровода, соблюдение которых ставится весьма жёстко.

### 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. Гриценко А.И. [и др.]. Руководство по исследованию скважин. – М. : Наука, 1995. – 523 с.
3. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М. : Недра, 1981. – 248 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. Перемышцев Ю.А. Уточненный проект разработки Средневилюйского ГКМ : отчёт о научно-исследовательской работе. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 250 с.
9. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М. : Наука, 1998. – 304 с.
12. Шальская С.В., Петрушин Е.О., Савенок О.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Интерпретация результатов гидродинамических исследований» для студентов-бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 44 с.
13. Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Чернова В.В. Влияние неоднородности пласта на результаты газогидродинамических исследований // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 57–60.
14. Мамедова М.А. Исследование параметров призабойной зоны трещинных пластов при неустановившемся режиме // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 252–254.

15. Петрушин Е.О., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 3. – С. 35–42.
16. Петрушин Е.О., Андрияди А.А., Савенок О.В. Исследование гидродинамики горизонтальных скважин / Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 275–278.
17. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397–405.
18. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник, 2015. – № 3. – С. 44–48.
19. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учётом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 9–13.
20. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области) // Инженер-нефтяник, 2015. – № 4. – С. 34–44.
21. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 1. – С. 43–47.
22. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.
23. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2/2016. – С. 47–58.
24. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.
25. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 215–226.
26. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 173–180.
27. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Исследование результатов эксплуатации горизонтальных скважин, эффективности бурения боковых стволов и работ по их углублению на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 139–145.
28. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 162–173.
29. Пахляян И.А. [и др.]. База данных «Электронно-методический комплекс «Интерпретация результатов гидродинамических исследований». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015621693. Заявка № 2015621108. Дата поступления 27 августа 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 ноября 2015 г.
30. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. База данных «Современные методы гидродинамических исследований горизонтальных скважин». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2016620162. Заявка № 2015621527. Дата поступления 07 декабря 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 03 февраля 2016 г.

## References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Gritsenko A.I. [et al.]. Manual for Well Research. – Moscow: Science, 1995. – 523 p.
3. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instruction for complex investigation of gas and gas condensate formations and wells. – M. : Nedra, 1981. – 248 p.
4. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of Geophysical Investigations 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 Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
8. Peremyshchev Yu.A. Updated development project of Srednevilyuiskiy GKM : report on research work. – M. : «Nedra-Business Center» LLC, 2003. – 250 p.
9. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
11. Shagiev R.G. Well Surveying by KVD. – M. : Nauka, 1998. – 304 p.
12. Shalskaya S.V., Petrushin E.O., Savenok O.V. Interpretation of Hydrodynamic Research Results: Methodical Guidelines for Practical Lessons in the discipline «Interpretation of Hydrodynamic Research Results» for Bachelor Students of the Training Area 21.03.01 «Oil and Gas Business». – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 44 p.
13. Verzhbitsky V.V., Gunkina T.A., Chernova V.V. The Influence of Homogeneity of Plate on the Result Tatas of Gas Hydrodynamic Research // Bulatovskie Reading. – 2017. – Vol. 2. – P. 57–60.
14. Mamedova, M.A. Investigation of parameters of the bottomhole zone of cracked strata in a non-established mode // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 at 2 parts. – Part 1. – P. 252–254.
15. Petrushin E.O., Savenok O.V. Experimental investigations of the hydrodynamics of the horizontal wells // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin), 2014. – № 3. – P. 35–42.
16. Petrushin E.O., Andriadi A.A., Savenok O.V. Hydrodynamics study of horizontal wells / Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of Hydrocarbon and Ore Birthplace Development» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 275–278.
17. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of Modern Technologies for Interpretation of Hydrodynamic Research Results of Horizontal Wells // Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2015. – № 10. – P. 397–405.
18. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a Mathematical Model of Pressure Change in the Process of Investigation of Horizontal Wells // Petroleum Engineer, 2015. – № 3. – P. 44–48.
19. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Determination of formation fluid flow rate taking into account the deviation of the well axis from normal to the rock formation plane // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 11. – P. 9–13.
20. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Interpretation of the results of testing of horizontal wells and analysis of the obtained data on the example of Pamyatno-Sasovskoye oil field (Volgograd region) // Petroleum Engineer, 2015. – № 4. – P. 34–44.
21. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Development of methods for determination of reservoir parameters on the basis of data from the study of horizontal wells and assessment of the applicability of the semi-finished data // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 1. – P. 43–47.
22. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of the existing methods of reservoir parameters determination on the basis of the data of hydrodynamic investigations of the horizontal wells // Neftepromyshlennoe delocal. – 2016. – № 4. – P. 23–28.
23. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of application of the reservoir parameter determination methods according to the data of the horizontal well investigation, its features and new possibilities // Science and technology in gas industry. – 2016. – № 2/2016. – P. 47–58.
24. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Estimation of reliability of a technique for determination of the formation parameters according to the data of a horizontal well investigation // Science and technology in gas industry. – 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.
25. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well based on the results of hydrodynamic research at an established filtration // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 215–226.
26. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Carrying out a complex of geophysical works in wells of Yam-burg gas condensate field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 173–180.
27. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Investigation of operation results of horizontal wells, efficiency of sidetrack drilling and deepening works at Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 parts. – Part 2. – P. 139–145.
28. Sopnev T.V., Beketov S.B. Clarification of the gas-hydrodynamic model of the Cenomanian gas deposit in the Yuzhno-Russkoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 parts. – Part 2. – P. 162–173.

29. Pakhlyan I.A. [et al.]. Database «Electron-methodical complex «Interpretation of the results of hydrodynamic research». Certificate of State Registration of the Database № 2015621693. Application № 2015621108. Date of entry 27 August 2015. Date of state registration in the Register of Databases November 25, 2015.
30. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Database «Modern methods of hydrodynamic research of horizontal wells». State Registration Certificate of the Database № 2016620162. Application № 2015621527. Date of entry 07 December 2015. The date of state registration in the Register of Databases is February 03, 2016.

УДК 622.24.063

## ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ



## JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF DRILLING FLUID FOR OPENING OF PRODUCTIVE FORMATIONS

**Поварова Лариса Валерьевна**

кандидат химических наук, доцент,  
доцент кафедры химии,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
larispv08@gmail.com

**Батыров Мухамед Измудинович**

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

**Аннотация.** Из всего многообразия проблем, решаемых при бурении глубоких скважин различного назначения, одно из первых мест принадлежит буровым растворам (промывочным жидкостям). Это определяется не только особой важностью технологических функций растворов, но и тем, что они являются средой, в которой происходят процессы разрушения горных пород на забое и формирование ствола скважины в течение длительного периода её строительства. От соответствия буровых промывочных жидкостей геолого-техническим условиям бурения зависит скорость проходки, предупреждение осложнений и аварий, долговечность бурового оборудования и инструмента, успешное разобщение пластов, эффективность освоения продуктивных горизонтов и, в конечном счёте, результативность и себестоимость буровых работ. Современные промывочные жидкости представляют собой многокомпонентные системы, технология приготовления и управления свойствами которых в настоящее время приобретают всё более самостоятельное научное и практическое значение при бурении глубоких скважин на твёрдые, жидкие и газообразные полезные ископаемые.

**Ключевые слова:** назначение и классификация буровых растворов; области применения буровых растворов; критерии выбора бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта; требования к вскрытию продуктивного пласта; буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов; выбор типа бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов; методы, материалы и применяемое оборудование для приготовления бурового раствора.

**Povarova Larisa Valeryevna**

Candidate of chemical sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor  
of chemistry department  
Kuban state technological university  
larispv08@gmail.com

**Batyrov Muhamed Izmudinovich**

Drilling fluid engineer,  
Company  
«Halliburton International GMBH»  
batyrov\_muhamed@mail.ru

**Annotation.** Of all the variety of problems that can be solved when drilling deep wells for various purposes, one of the first places belongs to drilling fluids (flushing fluids). This is determined not only by the special importance of the technological functions of the solutions, but also by the fact that they are the environment in which the processes of destruction of rocks at the bottom hole and formation of the wellbore take place over a long period of its construction. The rate of penetration, prevention of complications and accidents, the durability of drilling equipment and tools, successful separation of layers, the efficiency of development of productive horizons and, ultimately, the effectiveness and cost of drilling operations depend on the compliance of drilling fluids with the geological and technical conditions of drilling. Modern flushing fluids are multi-component systems, the technology of preparation and control of the properties of which are now acquiring more and more independent scientific and practical importance when drilling deep wells for solid, liquid and gaseous minerals.

**Keywords:** purpose and classification of drilling fluids; areas of application of drilling fluids; criteria for choosing a drilling fluid for opening a productive formation; reservoir opening requirements; drilling fluids for opening productive formations; selection of the type of drilling mud for opening productive formations; methods, materials and equipment used for the preparation of drilling fluid.

## **Н** азначение, классификация и области применения буровых растворов

Понятие «буровой раствор» охватывает все рабочие агенты, используемые для разрушения пород и удаления выбуренной породы из ствола скважины.

*Буровой раствор* – это неотъемлемый элемент технологии бурения. Технология промывки ствола скважины непосредственно связана с такими науками как геология, химия, физика, а также с инженерными расчётами. Целью разработки и использования буровых растворов является успешное заканчивание каждой скважины при минимальных расходах.

### *Главные компоненты буровых растворов*

Системы буровых растворов классифицируются по составу дисперсионной среды, которой могут служить вода, нефть или нефтепродукты и газ.

Когда главным компонентом является жидкость (вода, нефть или нефтепродукты), термин буровые растворы относится к суспензии твёрдых веществ в этой жидкости – это буровые растворы на водной или углеводородной основе.

Одновременное присутствие обеих жидкостей (воды и нефти) приводит к образованию эмульсии при условии перемешивания и наличия соответствующего эмульгатора. От химической природы эмульгатора зависит тип образующейся эмульсии: «нефть в воде», которую обычно называют *нефтеэмульсионным раствором*, или «вода в нефти», которую обычно называют *инвертной эмульсией*.

Вода была первым буровым раствором и всё ещё остаётся главной составляющей большинства буровых растворов. Вода может содержать несколько растворённых веществ: щелочи, соли и поверхностно-активные вещества, органические полимеры, капли эмульгированной нефти, а также различные нерастворимые вещества: барит, глина, выбуренная порода, находящиеся во взвешенном состоянии.

*В буровых растворах на углеводородной основе* в качестве дисперсионной среды служат нефть или нефтепродукты, чаще всего это дизельное топливо. Так как в таком растворе неизбежно присутствие воды (попадает в процессе бурения), углеводородная фаза должна содержать водоземлюлирующие добавки. Если воду добавляют специально, растворы на углеводородной основе называют инвертно-эмульсионными растворами (ИЭР). В такой раствор вводят различные добавки, повышающие вязкость, несущую способность, а также барит. Эмульгированная вода может содержать щелочи и соли.

*Буровые растворы на газовой основе* можно подразделить на следующие категории:

- сухой газ;
- влажный газ, в котором капельки воды или глинистого раствора перемещаются потоком воздуха;
- пена: пузырьки воздуха окружены плёнкой воды, содержащей стабилизирующее пену вещество;
- загущенная пена содержит упрочняющие плёнку материалы (полимеры или бентонит).

Наиболее широкое применение нашёл воздух, иногда природный газ, выхлопные газы.

### *Функции бурового раствора*

1. Разрушение забоя скважины, особенно при разбуривании рыхлых пород, когда их размыв струёй бурового раствора из насадок долота вносит не меньший вклад, чем механическое разрушение забоя долотом.

2. Основной функцией бурового раствора является удаление выбуренной породы с забоя, транспортирование её вверх по кольцевому пространству между бурильной колонной и стволом скважины и обеспечение возможности её отделения на поверхности.

3. Предотвращение притоков флюидов (нефти, газа, пластовой воды) из разбуриваемых проницаемых пластов.

4. Поддержание устойчивости необсаженных интервалов в стволе скважины.

5. Охлаждение и очистка долота.

6. Уменьшение трения между бурильной колонной и стенками ствола скважины.

7. Образование тонкой фильтрационной корки, которая перекрывает поры в разбуриваемых породах.

8. Создание условий для сбора и интерпретации информации, которую можно получить при анализе бурового шлама, кернов и геофизических исследований (ГИС).

### *Основные параметры буровых растворов*

Плотность ( $\rho$ , г/см<sup>3</sup>) – это отношение массы бурового раствора к его объёму. Различают кажущую и истинную плотности. Первая характеризует раствор, выходящий из скважины и содержащий газообразную фазу, а вторая – раствор без газообразной фазы.

Условная вязкость ( $T$ , сек) – величина, определяемая временем истечения из стандартной воронки  $500 \text{ см}^3$  бурового раствора и характеризующая подвижность бурового раствора.

Статическое напряжение сдвига ( $CNC$ ,  $\text{мгс/см}^2$ ) – величина, определяемая минимальным касательным напряжением сдвига, при котором начинается разрушение структуры бурового раствора в покое.  $CNC$  характеризует прочность тиксотропной структуры и интенсивность упрочнения её во времени.

Фильтрация ( $\Phi$ ,  $\text{см}^3/30 \text{ мин.}$ ) – величина, определяемая объёмом дисперсной среды, отфильтрованной за 30 минут при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр ограниченной площади.

Показатель фильтрации косвенно характеризует способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины.

Коэффициент трения ( $K_{\text{тр}}$ ) – величина, определяемая отношением силы трения между двумя металлическими поверхностями в среде бурового раствора к прилагаемой нагрузке.

Коэффициент вспенивания – это величина, определяемая отношением объёма вспененного раствора к объёму исходного раствора.

Толщина фильтрационной корки ( $K$ , мм) – фильтрационная корка образуется в результате отфильтровывания жидкой фазы бурового раствора через пористую систему.

Концентрация водородных ионов, определяемая величиной  $pH$ , характеризует щелочность бурового раствора. Чем больше  $pH$ , тем щелочность выше.

### Критерии выбора бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта

Плотность промывочной жидкости для вскрытия продуктивного пласта обычно выбирают с учётом следующего соотношения плотности жидкости и коэффициента аномальности: для скважин глубиной до 1200 м  $\frac{\rho_0}{K_a} = 1,10-1,15$ ; для более глубоких

скважин 1,05. В действительности довольно часто эти рекомендации не выполняются, а значения  $\frac{\rho_0}{K_a}$  достигают 1,15–1,30. Между скважиной и пристволевой зоной продук-

тивного пласта таким образом почти всегда возникает большая разность давлений. Под влиянием большого дифференциального давления в продуктивные пласты проникает не только фильтрат промывочной жидкости, но также твёрдая фаза её, особенно если в пластах имеются трещины или иного рода крупные каналы.

Проникновение в пласт промывочной жидкости и её фильтрата ведёт к изменению, прежде всего, структуры порового пространства и проницаемости пристволевой зоны. Степень этого изменения зависит от ряда факторов и уменьшается по мере удаления от скважины. В гранулярном пласте всю область, в которую проникли промывочная жидкость и её фильтрат, условно можно подразделить на две зоны: *зону кольматации, примыкающую к скважине, и зону проникновения фильтрата.*

Зона кольматации – это тот участок вокруг скважины, в поры которого проникли частицы дисперсной фазы промывочной жидкости. Толщина этой зоны зависит в основном от соотношения гранулометрического состава дисперсной фазы промывочной жидкости и структуры порового пространства распределения пор по размерам пласта, а также, вероятно, от перепада давлений в период бурения и от продолжительности воздействия промывочной жидкости на породу. В гранулярных коллекторах наиболее тонкие частицы дисперсной фазы проникают по наиболее крупным поровым каналам, частично закрывают их, уменьшают площадь сечения и превращают крупные каналы в средние и мелкие. Хотя пористость породы в зоне кольматации при этом уменьшается незначительно, проницаемость снижается резко. Имеются данные о том, что наиболее тонкие частицы дисперсной фазы глинистых растворов могут проникать в поры с радиусом более 1,6–6,0 мкм. Исследования показывают, что если диаметр пор  $d_{\text{пор}}$  породы меньше утроенного диаметра  $d_{\text{ч}}$  частиц твёрдой фазы промывочной жидкости, последние создают на поверхности стенок скважины фильтрационную корку и почти не

проникают в пласт. Если  $3 \cdot d_c < d_{\text{пор}} < 10 \cdot d_c$ , частицы твёрдой фазы проникают неглубоко в породу, закрывают поры и создают фильтрационную корку в самой породе. Толщина такой зоны обычно не превышает 1–2 см. Если же диаметр пор превышает  $10 \cdot d_c$ , частицы могут проникать глубоко в пласт, на несколько десятков сантиметров и более. В трещиноватый коллектор твёрдая фаза промывочной жидкости может проникать на очень большое расстояние, иногда – на десятки метров от скважины. В результате частичного отфильтровывания дисперсионной среды из промывочной жидкости на поверхности трещин образуются фильтрационные корки. Таким образом, трещины оказываются заполненными застудневшей промывочной жидкостью и фильтрационной коркой.

Удалить из пласта застудневшую промывочную жидкость, фильтрационные корки и другие частицы твёрдой фазы при освоении скважины удаётся лишь частично. Проницаемость зоны кольматации в результате проникновения дисперсной фазы промывочной жидкости нередко снижается в 10 раз и более. Влияние фильтрата промывочной жидкости на коллекторские свойства более сложно:

Во-первых, проникая в пласт, фильтрат жидкости на водной основе увлажняет породу. Часто в фильтрате содержатся химические вещества, способствующие увеличению гидрофильности породы и, следовательно, количества физически связанной воды. Но увеличение толщины гидратных оболочек ведёт к уменьшению эффективного сечения поровых каналов, а повышение водонасыщенности – к уменьшению фазовой проницаемости для нефти и газа.

Во-вторых, как правило, в продуктивных пластах имеется некоторое количество глинистых минералов. Под влиянием водного фильтрата многие из глинистых минералов гидратируют и увеличиваются в объёме, набухают. Под воздействием водного фильтрата может происходить также дезинтеграция глинистых частиц и одновременно гидратация. Дезинтеграции способствуют щелочи, часто содержащиеся в промывочной жидкости. В результате дезинтеграции увеличиваются суммарная поверхность глинистых частиц и количество связанной воды. Оба процесса – гидратация и дезинтеграция – ведут к уменьшению эффективного сечения поровых каналов, закрытию некоторых из них и уменьшению проницаемости.

В-третьих, проникая в продуктивный пласт, фильтрат оттесняет от скважины пластовую нефть (газ). Фильтрат обычно имеет меньшую вязкость, чем нефть. Продвигаясь по поровым каналам и микротрещинам, он встречает меньшее гидравлическое сопротивление и на некоторых участках движется быстрее, чем нефть. Наиболее благоприятствуют такому опережающему движению водного фильтрата участки поровых каналов с явно выраженной гидрофильной поверхностью. Было бы ошибочным представлять, что фильтрат движется по порам подобно поршню и вытесняет из них нефть и газ полностью. Совершенно чёткой границы между зоной, занятой фильтратом, и чисто нефтяной (газовой) частью пласта нет. По крайней мере, в части пристволенной области образуется смесь водного фильтрата и пластовой нефти; в поровых каналах этой области жидкая среда разбита на капельки водного фильтрата и нефти (эмульсия). При движении же эмульсии в пористой среде возникают значительно большие гидравлические сопротивления, нежели при фильтрации однородной жидкости. В случае образования водонефтяной эмульсии гидравлические сопротивления фильтрации нефти к скважине возрастают, а фазовая нефтепроницаемость уменьшается.

В-четвёртых, в фильтрате промывочной жидкости содержатся в растворённом виде различные химические вещества. Некоторые из них при взаимодействии с веществами, присутствующими в продуктивном пласте, могут давать нерастворимые осадки. Например, если в пласт в качестве фильтрата поступает жёсткая вода, содержащая значительное количество ионов кальция, часть органических веществ может выпасть в осадок (скажем, в виде кальциевых мыл). В результате часть поровых каналов может быть закрыта, сечение других каналов – сужено.

В водном фильтрате всегда содержится большое количество воздуха. Кислород воздуха может окислять некоторые компоненты пластовой нефти и способствовать выпадению в осадок образующихся при этом смолистых веществ. Возможно, что в отдельных случаях парафины, асфальтены и смолы выпадают в осадок вследствие уменьшения температуры пристволенной зоны при промывке скважины.



Снижение проницаемости коллектора под воздействием фильтрата промывочной жидкости, как правило, гораздо меньше, чем в результате коагуляции частицами твёрдой фазы. Однако глубина проникновения фильтрата в пласт во много раз больше толщины зоны коагуляции. Наиболее интенсивно фильтрат проникает в пласт в период бурения и промывки скважины. После прекращения промывки скорость проникновения фильтрата уменьшается как вследствие образования малопроницаемой корки на стенках скважины, так и в результате уменьшения порового давления в промывочной жидкости в покое.

Чем меньше скорость бурения, тем продолжительнее воздействие потока промывочной жидкости. Но с увеличением продолжительности воздействия и динамической водоотдачи растёт радиус зоны загрязнения. С повышением температуры в скважине уменьшается вязкость фильтрата, и соответственно возрастают динамическая водоотдача и радиус зоны загрязнения.

Отфильтровывание под влиянием разности давлений является главной, но не единственной причиной проникновения дисперсионной среды промывочной жидкости в продуктивный пласт. Она может поступать, хотя и в гораздо меньших количествах, также под влиянием других факторов, таких, как осмотическое давление, капиллярные силы.

Осмотическое давление возникает на контакте двух растворов с разной минерализацией, разделённых полупроницаемой перегородкой; оно тем выше, чем больше разность концентраций. В скважине роль полупроницаемой перегородки выполняет фильтрационная корка, образующаяся на проницаемых стенках. Высокое осмотическое давление возникает в случае разбуривания продуктивного пласта, содержащего минерализованную воду, с использованием промывочной жидкости на пресной воде.

Капиллярное давление обратно пропорционально радиусу поровых каналов. В продуктивном пласте на значительном расстоянии от водонефтяного (газоводяного) контакта многие капиллярные и субкапиллярные поры заполнены углеводородами. При вскрытии пласта бурением с применением промывочной жидкости на водной основе равновесие капиллярных сил нарушается, и водная фаза начинает внедряться в тонкие нефтегазонасыщенные поры, оттесняя из них углеводороды в крупные поры. Процесс капиллярного впитывания может продолжаться до наступления равновесия капиллярных давлений. Наиболее интенсивно капиллярное впитывание протекает в газонасыщенных породах, в нефтенасыщенных породах этот процесс идёт медленнее.

В период промывки скважины роль внедрения дисперсионной среды под влиянием осмотических и капиллярных сил незначительна по сравнению с ролью фильтрации под влиянием избыточного давления. В период же покоя картина может существенно измениться; в некоторых случаях, например, если продуктивный пласт малопроницаем, роль капиллярных сил и осмотического давления может быть, по-видимому, преобладающей.

При большой продолжительности воздействия промывочной жидкости с высокой водоотдачей водонасыщенность узкой зоны, примыкающей к скважине, под совокупным влиянием названных факторов может, вероятно, подняться до уровня, при котором вся нефть, способная двигаться, будет оттеснена вглубь пласта. Но это значит, что фазовая проницаемость такой зоны для нефти упадёт до самого низкого уровня.

### **Требования к вскрытию продуктивного пласта**

Рассмотрим требования к вскрытию продуктивного пласта:

- состав промывочной жидкости должен быть таким, чтобы её фильтрат не способствовал набуханию глинистых частиц, увеличению гидрофильности породы, увеличению количества физически связанной воды в порах пласта;
- состав фильтрата бурового раствора должен соответствовать составу фильтра, заполняющего пласт, чтобы при проникании фильтрата в пласт не происходили такие физические или химические взаимодействия, в результате которых могут образовываться нерастворимые осадки;
- в составе промывочной жидкости необходимо иметь достаточное количество грубодисперсной твёрдой фазы, способной создавать закупоривающие мостики в трещинах и тем самым препятствовать глубокому проникновению промывочной жидкости в пласт;

- солёность и солевой состав фильтрата должны соответствовать солёности и солевому составу пластовой воды;
- фильтрат промывочной жидкости, используемый для вскрытия нефтяных пластов, должен уменьшать поверхностное натяжение на границе «фильтрат – нефть»;
- водоотдача бурового раствора в забойных условиях должна быть минимальной;
- плотность промывочной жидкости должна быть такой, чтобы дифференциальное давление было близким к нулю или, если вскрывается пласт с аномально низким давлением, – меньше нуля.

### **Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов**

К этому классу промывочных жидкостей относятся буровые растворы на нефтяной основе, такие как гидрофобно-эмульсионные и известково-битумные (ИБР) растворы, представляющие собой эмульсии. Высокая дисперсность, надёжная стабилизация водной фазы в углеводородной среде позволяют им обеспечить все преимущества углеводородных растворов при более низкой стоимости и сравнительной простоте приготовления и обработки. Значительные преимущества гидрофобных эмульсий – это повышенная вязкость, пониженная плотность, нейтральное отношение к солям, возможность регулирования вязкости в широких пределах.

Агрегативная устойчивость гидрофобно-эмульсионных растворов зависит от стабилизирующих свойств ПАВ, поэтому они обязательно должны содержать ПАВ-стабилизатор. Например, гидрофобная эмульсия с соляровым маслом (10 %) и нетоксичные стабилизаторы – алкилоламыды синтетических жирных кислот фракции C<sub>10</sub>–C<sub>16</sub> (1 %), остальное – вода. Структурно-механические параметры эмульсии зависят от соотношения гидрофобной жидкости и воды и возрастают с увеличением количества воды, чем и вызван эффект предотвращения поглощения промывочной жидкости при бурении. При контакте с пластовыми водами в трещинах горных пород вязкость эмульсии резко увеличивается, что предупреждает поглощение. При бурении в отложениях ангидрита и соли, а также в породах с высоким содержанием кальция применяются нефтеэмульсионные растворы, эмульгатором и стабилизатором которых служит крахмал.

Известково-битумные растворы применяются для вскрытия продуктивных горизонтов с сохранением естественной проницаемости и для бурения в особо неустойчивых глинистых соленосных отложениях. В таких растворах дисперсионная среда представлена дизельным топливом, а дисперсная фаза – тонко размолотым окисленным битумом. Частицы битума обладают слабой способностью образовывать связнодисперсные системы, поэтому в растворы на нефтяной основе добавляют небольшое количество структурообразователей: окиси кальция, мыл жирных кислот, катионоактивных ПАВ.

Растворы на нефтяной основе готовят из порошкообразных концентратов, получаемых на нефтеперерабатывающих заводах или специальных установках. Концентрат содержит окисленный битум и негашёную известь с активностью не менее 60 % в соотношении от 1:1 до 1:2. Известь диспергирует битум, усиливая его коллоидную активность, образует соли и мыла, взаимодействуя с жирными нафтеновыми кислотами, является структурообразующим и утяжеляющим материалом. При отсутствии готовых концентратов используют их компоненты с добавкой до 1 % сульфонола. Последовательность приготовления: дизельное топливо – негашёная известь – вода с сульфонолом. Фильтрация таких растворов практически равна нулю. Вязкость и статическое напряжение сдвига зависят от концентрации извести и битума.

Растворы на нефтяной основе относительно дороги, пожароопасны, усложняют выполнение спускоподъёмных и вспомогательных операций, разрушают резиновые сальники и шланги, но при этом способствуют обеспечению устойчивости проходимых пород и сохранению проницаемости продуктивных пластов, уменьшают износ бурильного инструмента, снижают затраты мощности на вращение колонны бурильных труб и не замерзают в зимнее время.

#### *Известково-битумный раствор (ИБР)*

ИБР – раствор на нефтяной основе, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а дисперсной фазой – высокоокисленный битум, гидроксид кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды. ИБР является раство-

ром специального назначения. Применяется при разбуривании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбуривании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Благодаря хорошим смазочным свойствам ИБР повышает износостойкость долот. Раствор обладает высокой термостойкостью (200–220 °С). Разработан в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

В настоящее время промышленностью используются две рецептуры ИБР, разработанные институтом «ВНИИКРнефть» совместно с РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, – ИБР-2 и ИБР-4.

ИБР-4 разработан специально для бурения в условиях высокой глинистости разреза, наличия солей и рапопроявления, а также проявлений сероводорода.

Для ИБР характерны нулевая или близкая к ней фильтрация и содержание воды, не превышающее 2–3 %.

Необходимое условие приготовления ИБР – возможность тщательного и интенсивного перемешивания исходных компонентов для равномерного распределения их в растворе, гидрофобизации твёрдой и эмульгирования водной фаз. Поэтому основное внимание уделяют равномерности ввода исходных компонентов, перемешиванию и нагреванию.

#### *Эмульсионный известково-битумный раствор (ЭИБР)*

ЭИБР – инертная эмульсия на основе известково-битумного раствора, содержащая в качестве дисперсной фазы минерализованную воду и твёрдые компоненты ИБР (битум, известь, барит).

ЭИБР по свойствам близок к ИБР, но имеет и некоторые отличия, обусловленные высоким содержанием воды. В частности, ЭИБР имеет более высокую фильтрацию и пониженный по сравнению с ИБР предел термостойкости (180–190 °С).

### **Выбор типа бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов**

Для вскрытия продуктивного пласта следует выбирать буровой раствор, по составу и физико-химическим свойствам близкий к пластовым жидкостям или газу. В соответствии с этим наиболее подходят сырая нефть, добываемая из того же пласта, растворы на нефтяной основе, обращённые эмульсии, пластовая вода, ингибированные глинистые растворы, солёная вода. Газообразные агенты и азрированные растворы позволяют существенно снизить давление на пласт, уменьшить проникновение в пласт фильтрата и твёрдой фазы раствора. В непродуктивных пластах при их вскрытии целесообразно снижать проницаемость пород, что устраняет отрицательное воздействие пластовых вод на буровой раствор и возможность образования толстой фильтрационной корки, способствует улучшению качества цементирования и снижению коррозии обсадных колонн.

Для достижения наилучших технико-экономических показателей бурения важен правильный выбор типа бурового раствора, т.е. его компонентного состава и целевого назначения.

Выбор типа бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов до настоящего времени не имеет формализованных правил и поэтому его проводят на основании практики бурения и опыта инженеров по буровым растворам. Такой подход не учитывает множество альтернатив, из которых необходимо выбрать одно решение, руководствуясь стоимостным и другими критериями.

Основа выбора допустимых типов буровых растворов – соответствие составов буровых растворов разбуриваемым породам на всём интервале бурения до спуска обсадной колонны. Решение этой задачи требует, прежде всего, разработки классификаций буровых растворов и горных пород.

Встречающиеся при бурении скважин горные породы, в зависимости от их подверженности воздействию буровых растворов, разделены на пять типов: глинистые, хемогенные, гранулярные породы-коллекторы, твёрдые (не склонные к обвалообразованию) и многолетнемёрзлые породы. Внутри каждой группы существует своя классификация пород, составляющих данную группу.

Дальнейшая задача выбора типов буровых растворов заключается в определении по некоторым критериям тех растворов, которые применимы при разбуривании той или иной группы пород.

#### *Выбор типа бурового раствора для бурения скважин*

Наличие соленосных пород в геологическом разрезе месторождений Беларуси обусловило условное подразделение на части: надсолевую, верхнесоленосную, межсолевую, нижнесоленосную и подсолевую. В зависимости от вскрываемого разреза необходимо использовать несколько типов бурового раствора. Выбор типа раствора является одним из основных элементов технологии проводки скважин. Он определяет номенклатуру реагентов и материалов для его создания и эксплуатации.

Надсоль бурят пресным сапропелевым раствором (при мощности до 800 м), пресным глинистым, обработанным Лигнополом (от 800 до 2000 м) и пресным сапропелевым, обработанным Лигнополом (более 2000 м).

Соленосные комплексы бурят тремя типами растворов:

- соленасыщенным глинистым, обработанным крахмальным реагентом «Фито-РК»;
- соленасыщенным сапропелевым, обработанным крахмальным реагентом «Фито-РК»;
- соленасыщенным глинистым, обработанным Лигнополом.

Межсолевые и подсолевые отложения, являющиеся продуктивными, бурят в основном пресным сапропелевым раствором (в случае перекрытия соленосных отложений колонной) и соленасыщенным, который использовался при бурении основного ствола, если соленосные отложения не перекрывались колонной.

Буровые растворы для вскрытия продуктивных отложений не требуют обработки химическими реагентами.

#### *Нефтяные растворы*

Нефтяные растворы относятся к классу растворов неэлектролитов и представляют собой смеси молекул неполярных и малополярных веществ с различной степенью отклонения их поведения от идеального. Обладают свойством вращения плоскости поляризации. Электромагнитные волны являются поперечными. Направление вектора напряжённости электрического поля в волне определяет её поляризацию. Если это направление остаётся постоянным, говорят, что волна линейно поляризована.

Нефтяные растворы за рубежом широко применяют для вскрытия пласта. В России широкого внедрения эти растворы не получили в связи с тем, что до сих пор невозможно наладить их промышленное производство. Раньше это тормозилось тем, что не было соответствующих установок для приготовления нефтяных растворов, поскольку первоначально предложенная технология оказалась трудно осуществимой в крупных заводских масштабах.

Компонентами нефтяного раствора являются вещества с существенно нецентральными межмолекулярными взаимодействиями.

Компоненты нефтяных растворов имеют повышенную склонность к межмолекулярным взаимодействиям.

В нефтяных растворах и обратных эмульсиях лецитин как вспомогательный эмульгатор обеспечивает гидрофобизацию твёрдой фазы, в широком интервале температур, тем самым предотвращает её смачивание при обводнении и позволяет сохранить необходимый ГЛБ.

В нефтяных растворах предложено применять также лигносульфонаты, конденсированные с алифатическими аминами, цепи которых содержат 12–22 атома углерода. Образующиеся продукты водонерастворимы и эффективно снижают фильтрацию.

### **Методы, материалы и применяемое оборудование для приготовления бурового раствора**

#### *Материалы для приготовления буровых растворов на углеводородной основе (РУО)*

Дисперсионная среда РУО:

- дизельное топливо;

- нефть;
- углеводородорастворимые ПАВ.

Дисперсная фаза РУО:

- высокоокисленный битум;
- гидроксид кальция (СаО);
- глина, в том числе органобентонит;
- барит (при необходимости утяжеления РУО);
- небольшое количество эмульгированной воды.

Первый отечественный РУО имел следующий состав:

- дизельное топливо – 80 %;
- высокоокисленный битум – 16 %;
- окисленный парафин – 3 %;
- каустическая сода (NaOH) – 1 %.

Несколько позже для структурирования РУО в него стали добавлять тонкоразмолотую негашёную известь СаО. Такие растворы получили название известково-битумных растворов (ИБР).

В настоящее время наиболее распространены ИБР-2 и ИБР-4.

Компонентный состав ИБР-2:

- дизельное топливо марки Л;
- битум высокоокисленный;
- известь негашёная;
- бентонит (ПББ, ПБВ);
- вода;
- сульфонол НП-3;
- СМАД-1;
- эмультал;
- барит.

Долевой состав ИБР-2 (ИБР-4) зависит от требуемой плотности раствора (от содержания в нём барита).

РУО по сравнению с буровыми растворами на водной основе имеют целый ряд преимуществ:

- обладают высокой стабильностью во времени (можно длительно хранить и многократно использовать);
- инертны в отношении глин и солей;
- обладают хорошими антикоррозионными и триботехническими свойствами ( $f = 0,14-0,22$ , тогда как у растворов на водной основе  $f = 0,2-0,4$ );
- могут утяжеляться любыми стандартными утяжелителями;
- обладают высокой термостойкостью (до 220–220 °С);
- почти не фильтруются в проницаемые пласты, а их фильтрат не оказывает вредного влияния на продуктивные нефтяные горизонты, так как имеет общее сходство с пластовой нефтью.

Недостатками, сдерживающими широкое применение РУО, являются:

- высокая стоимость (200–625 \$/м<sup>3</sup>) и дефицитность основных компонентов;
- пожароопасность;
- трудность очистки от шлама;
- трудность проведения электрометрических работ;
- экологическая вредность.

Основная область применения РУО: вскрытие продуктивных нефтяных пластов с низким пластовым давлением. Кроме этого, РУО применяют при бурении скважин в условиях высоких положительных и отрицательных (бурение во льдах) забойных температур, а также для проходки соленосных толщ и высокопластичных глинистых пород.

#### *Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР)*

ИЭР представляют собой гидрофобно-эмульсионно-суспензионные системы.

Дисперсионная среда ИЭР:

- дизельное топливо марок «Л» или «З»;
- разгазированная нефть (с температурой вспышки > 70 °С).

Дисперсная фаза ИЭР:

- жидкая – минерализованная  $\text{CaCl}_2$  ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{MgCl}_2$ ) техническая или пластовая вода (содержание соли 180–240 кг/м<sup>3</sup>);
- твёрдая – молотая негашёная известь (гидроокись кальция  $\text{CaO}$ ), глино порошок (ПББ, ПБВ), железный купорос, хлорное железо, мел (утяжелитель), барит (утяжелитель).

Для эмульгирования воды в углеводородной среде используют следующие ПАВ:

- эмультал;
- окисленный петролатум;
- СМАД-1;
- украмин (или его аналог ИКБ-2);
- высокоокисленный битум;
- АБДМ-хлорид.

ИЭР по свойствам и условиям применения близки к РУО, но выгодно отличаются от них тем, что содержат значительное количество воды, а, следовательно, существенно дешевле.

Соотношение водной и углеводородной фаз в ИЭР изменяется в диапазоне от 60:40 до 40:60. Содержание твёрдой фазы (без утяжелителя) составляет при этом 5–30 кг/м<sup>3</sup>.

- Различают несколько видов ИЭР:
- ВИЭР (высококонцентрированный ИЭР);
- ТИЭР (термостойкий ИЭР);
- эмульжел (ИЭР, содержащий железный купорос);
- ГЭР (гидрофобно-эмульсионный раствор).

Перечисленные виды ИЭР отличаются между собой номенклатурой используемых ПАВ и активных твёрдых веществ.

Рецептура ГЭР, кг/м<sup>3</sup> (в качестве примера):

- дизтопливо – 400–420;
- украмин – 40;
- техническая вода – 420;
- $\text{CaCl}_2$  ( $\text{MgCl}_2$ ) – 240;
- мел – 40.

Основным недостатком ИЭР (кроме общих недостатков с РУО) является их обратимость при повышенном содержании твёрдой фазы.

Оперативным показателем устойчивости ИЭР к фазовому обращению является величина глиноёмкости, определяемая по количеству бентонитового глино порошка (ПББ, ПБВ), которое может быть введено в ИЭР при перемешивании в течение 0,5 часа без снижения исходного значения электростабильности ( $U = 150\text{--}600$  В).

#### *Методы и применяемое оборудование для приготовления бурового раствора*

В практике бурения скважин используются разнообразные технологические приёмы для приготовления буровых растворов.

Наиболее простая технологическая схема (рис. 1) включает ёмкость для перемешивания компонентов бурового раствора 1, оснащённую механическими и гидравлическими перемешивателями 9, гидроэжекторный смеситель 4, оснащённый загрузочной воронкой 5 и шиберным затвором 8, центробежный или поршневой насос 2 (обычно один из подпорных насосов) и манифольды.

С использованием этой схемы приготовление раствора осуществляется следующим образом. В ёмкость 1 заливают расчётное количество дисперсионной среды (обычно 20–30 м<sup>3</sup>) и с помощью насоса 2 по нагнетательной линии с задвижкой 3 подают её через гидроэжекторный смеситель 4 по замкнутому циклу. Мешок 6 с порош-

кообразным материалом транспортируется передвижным подъёмником или транспортером на площадку ёмкости, откуда при помощи двух рабочих его подают на площадку 7 и вручную перемещают к воронке 5. Ножи вспарывают мешок, и порошок высыпается в воронку, откуда с помощью гидровакуума подаётся в камеру гидроэжекторного смесителя, где и происходит его смешивание с дисперсионной средой. Суспензия сливается в ёмкость, где она тщательно перемешивается механическим или гидравлическим перемешивателем 9. Скорость подачи материала в камеру эжекторного смесителя регулируют шиберной заслонкой 8, а величину вакуума в камере – сменными твердосплавными насадками.

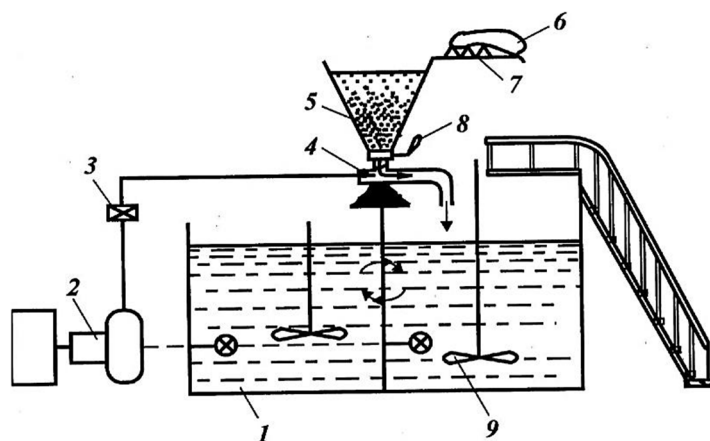


Рисунок 1 – Простейшая схема приготовления бурового раствора

Круговая циркуляция прекращается лишь тогда, когда смешано расчётное количество компонентов и основные технологические показатели свойств раствора близки к расчётным. Если раствор приготавливают впрок, то его готовят порционно, а порции откачивают в другие ёмкости циркуляционной системы либо в специальные запасные.

Утяжеление бурового раствора порошкообразным баритом и обработку порошкообразными химическими реагентами осуществляют аналогично после приготовления порции исходной коллоидной системы (например, водоглинистой).

Зарубежные фирмы обычно оборудуют гидроворонки аэрожелобом или вибратором для побуждения течения порошка и обеспечения более равномерной его подачи в зону смешения.

Основной недостаток описанной технологии – слабая механизация работ, неравномерная подача компонентов в зону смешения, слабый контроль за процессом. По описанной схеме максимальная скорость приготовления раствора не превышает 40 м<sup>3</sup>/ч.

В настоящее время в отечественной практике широко используют прогрессивную технологию приготовления буровых растворов из порошкообразных материалов. Технология основывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора, ёмкости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса.

Блок БПР предназначен для приготовления и утяжеления бурового раствора, а также хранения на буровой запаса порошкообразных материалов. Выпускается несколько типов БПР, отличающихся вместимостью бункеров для хранения материалов.

Наиболее широко применяется БПР, выпускаемый Хадыженским машзаводом. Он представляет собой (рис. 2) два цельнометаллических бункера 1, которые оборудованы разгрузочными пневматическими устройствами 7, резиноканевыми гофрированными рукавами 3 и воздушными фильтрами 2. В комплект БПР входит выносной гидроэжекторный смеситель 4, который монтируется непосредственно на ёмкости ЦС и соединяется с бункером гофрированным рукавом.

Бункера предназначены для приёма, хранения и подачи порошкообразных материалов в камеру гидроэжекторного смесителя. Они представляют собой цилиндрические резервуары с коническими днищами и крышей, которые установлены на четы-

рёх приваренных к раме 5 стойках 6. Порошкообразный материал подаётся в них из автоцементовозов по трубе, закреплённой на внешней поверхности цилиндрической части бункера. К коническому днищу прикреплено разгрузочное устройство, включающее аэратор, поворотную шиберную заслонку и воздушный эжектор. На крышке бункера установлен воздушный фильтр.

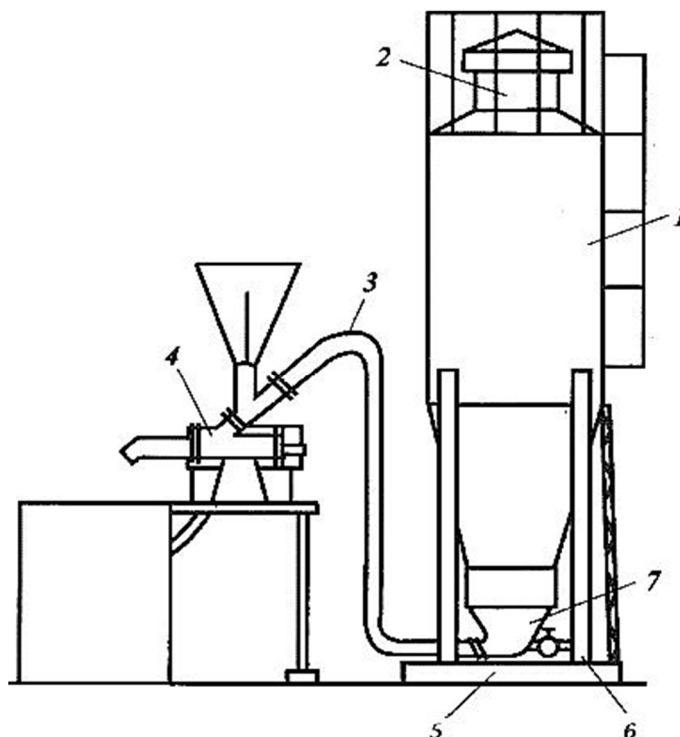


Рисунок 2 – Схема блока приготовления раствора

Выносной гидроэжекторный смеситель состоит из корпуса с тремя патрубками. К верхнему патрубку крепится приём для поступающего из бункера или через воронку порошкообразного материала. В левом патрубке установлены сменный твердосплавный штуцер и труба для подачи жидкости от насоса. К правому патрубку прикреплены диффузор и сливная труба. При прохождении подаваемой насосом жидкости через штуцер в камере гидроэжекторного смесителя создаётся вакуум. В результате этого порошкообразный материал из бункера поступает по резиноканевому гофрированному рукаву в камеру.

Принцип действия блока БПР состоит в следующем (рис. 3). Порошкообразный материал (глина, барит и др.), привезенный на скважину автоцементовозом, загружается в силосы 1 пневмотранспортом при помощи компрессора. Поступая в силос, материал отделяется от воздуха, а воздух выходит в атмосферу через фильтр 2. При необходимости подачи порошкообразного материала в гидроэжекторный смеситель вначале аэрируют материал в силосе, чтобы исключить его зависание при опорожнении силоса, затем открывают шиберную заслонку, в результате чего обеспечивается доступ материалов в гофрированный шланг.

Жидкость, прокачиваемая насосом через штуцер гидросмесителя, в камере последнего создаёт разрежение, а так как в силосе поддерживается атмосферное давление, то на концах гофрированного шланга возникает перепад давления, под действием которого порошкообразный материал перемещается в камеру гидросмесителя, где смешивается с прокачиваемой жидкостью. Воронка гидросмесителя служит для ввода материала в зону смешивания вручную. В обычном случае её патрубков закрыт пробкой.

Блок БПР-70 оборудован гидравлическим измерителем массы порошкообразного материала ГИВ-М.



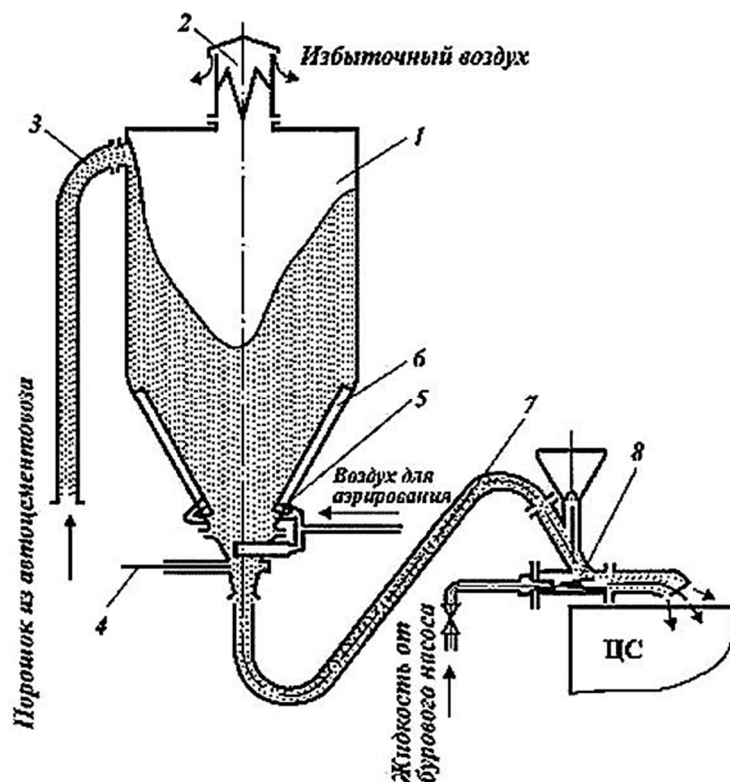


Рисунок 3 – Схема работы блока БПР:

1 – силос; 2 – фильтр; 3 – загрузочная труба; 4 – разгрузочное устройство; 5 – система аэрирования; 6 – аэродорожка; 7 – подводящий шланг; 8 – гидросмеситель

#### Техническая характеристика БПР-70

Число силосов в одном блоке	2
Объем каждого силоса, м <sup>3</sup>	35
Способ загрузки силосов	пневматический
Смесительное устройство	гидравлическое эжекторного типа
Производительность блока при подаче порошкообразных материалов в гидросмесители одновременно из двух силосов, кг/с	10
Габариты, мм	6200×3300×8000

В настоящее время в отечественной практике широко используют прогрессивную технологию приготовления и утяжеления буровых растворов из порошкообразных материалов. Технология основывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора, ёмкости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса. Выпускается несколько типов БПР, различающихся вместимостью бункеров для хранения материалов.

Для транспортирования тампонажных материалов к буровым скважинам и для механизированного приготовления растворов применяют цементно-смесительные машины и агрегаты, которые принято называть установками смесительными (УС). До создания этих машин цемент затворяли с помощью гидромешалок, засыпая вручную из мешков.

Создание этих машин позволило механизировать и облегчить труд обслуживающего персонала, снизить потери сухого материала, повысить качество и стабильность свойств растворов, т.е. повысить качество цементирования скважин. Эти машины могут быть использованы также и для приготовления промывочных жидкостей и сухих смесей.

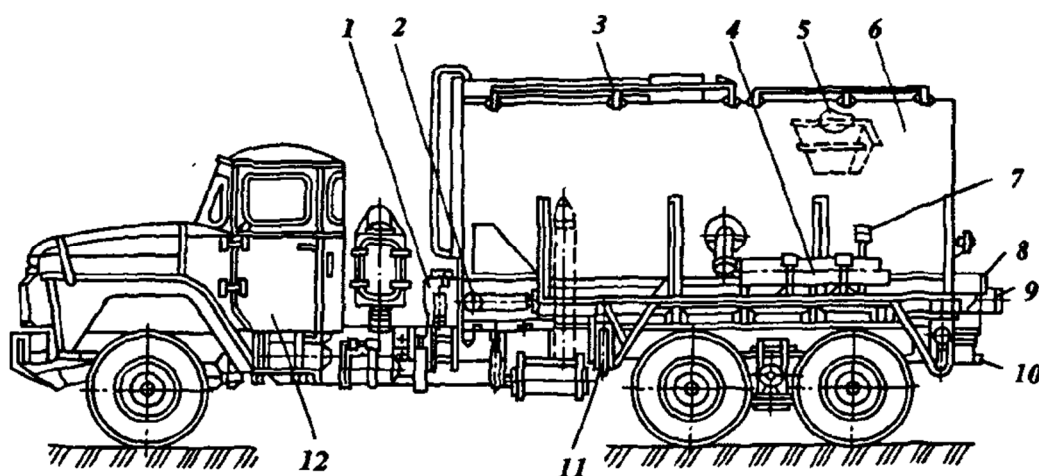
Цементно-смесительные машины, имеющие в качестве основных узлов бункер, погрузочно-разгрузочное устройство и устройство для приготовления растворов, мон-

тируют на автомобилях ил и прицепах. Существуют два типа смесительных машин: с механической и пневматической разгрузкой бункера. Распространение получили установки смесительные УС6-30, которые являются модернизацией цементно-смесительной машины с механической разгрузкой 2СМН-20.

#### Установка смесительная механическая УС6-30

Передвижная установка смесительная механическая УС6-30 предназначена для транспортирования сухих порошкообразных материалов (цемента, тампонажных смесей и др.), механически регулируемой подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин. Она работает совместно с цементирующим агрегатом, от насоса которого к смесительному устройству подводится жидкость затворения. Установка предназначена для работы в районах с умеренным и холодным климатом.

Устройство и принцип работы установки. Оборудование установки монтируют на шасси автомобиля КрАЗ-250. Состоит оно из бункера, коробки отбора мощности, трансмиссии, загрузочного и дозирующего винтовых конвейеров, устройства смешительного, системы управления и вспомогательного оборудования (рис. 4).



**Рисунок 4** – Установка смесительная механическая УС6-30:

- 1 – коробка отбора мощности; 2 – карданные валы; 3 – привод загрузочного шнека; 4 – загрузочный шнек; 5 – загрузочная воронка; 6 – бункер; 7 – вибратор; 8 – приёмная камера; 9 – дозирующие шнеки; 10 – смесительное устройство; 11 – домкраты; 12 – автошасси

Устройство и принцип работы установки. Оборудование установки монтируют на шасси автомобиля КрАЗ-250. Состоит оно из бункера, коробки отбора мощности, трансмиссии, загрузочного и дозирующего винтовых конвейеров, устройства смешительного, системы управления и вспомогательного оборудования.

Бункер установки предназначен для аккумуляции транспортируемого тампонажного материала и представляет собой влагонепроницаемую ёмкость, боковые и передняя стенки которой имеют угол наклона, превышающий естественный угол откоса цемента.

В верхней части бункера предусмотрены два люка с крышками, днище выполнено в виде двух параллельных корыт, в которых размещаются дозирующие винтовые конвейеры. Пустота между передней стенкой бункера и наклонным листом, установленным внутри бункера, закрыта с боков откидными дверцами и используется как ящик для перевозки запасных деталей, инструмента и приспособлений.

Передняя стенка бункера утоплена в нижней части и служит базой для крепления передних опор дозирующих винтовых конвейеров.

На верхней площадке бункера имеются настил и откидные перила с фиксаторами. Для подъёма оператора на верхнюю площадку предусмотрена стационарная лестница на передней стенке бункера. Приёмная камера приварена к задней стенке бункера. Передняя стенка приёмной камеры имеет смотровое окно, закрытое прозрачной откидной крышкой, для визуального контроля поступления тампонажного материала к смесительному устройству, и служит базой для крепления задних опор дозирующих винтовых конвейеров.

В нижней части приёмной камеры расположена заслонка с зубчатыми рейками и приводной рукояткой для её выдвижения. В транспортном положении заслонка закрывает приёмную камеру.

#### *Установка смесительная механическая 1СМР-20*

Эта установка предназначена, как и все цементно-смесительные машины, для приготовления тампонажного раствора при цементировании скважин и для доставки к месту работ некоторого количества сухого тампонажного материала с догрузкой бункера на месте проведения работ. Оборудование установки смонтировано на санях для возможности её буксировки трактором по снегу. В исключительных случаях за небольшие расстояния её можно транспортировать на внешней подвеске вертолёта.

Установка может быть использована на морских нефтяных месторождениях, где может быть установлена на эстакаде или на палубе судна, обслуживающего морские месторождения.

На установке отсутствует водоподающий насос, поэтому она должна работать совместно с цементировочным агрегатом (насосной установкой).

Устройство и принцип работы. Установка смесительная механическая 1СМР-20 (рис. 5) состоит из смесительного устройства 7 со сменными насадками, бункера 6, оборудованного основными 4 и загрузочными 5 шнеками, редуктора 3, а также из силовой установки 2. Силовая установка расположена на монтажной раме 1 и состоит из двигателя КамАЗ с фрикционной муфтой, коробки перемены передач, систем питания, охлаждения и смазки, электрооборудования, управления КИП.

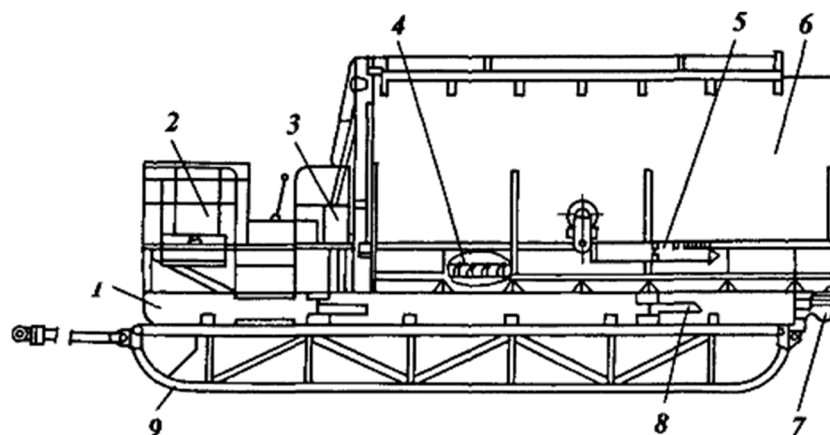


Рисунок 5 – Установка смесительная механическая 1СМР-20

Рама установки цельносварная с четырьмя откидными кронштейнами 8, по два с каждой стороны, для подвески к вертолету при транспортировании по воздуху. Для транспортирования тягачом рама устанавливается на сани 9, состоящие из двух полозьев, жёстко связанных между собой поперечинами.

Привод всех механизмов установки осуществляется от двигателя ГАЗ-52 через редуктор. Вращение основным шнекам передается от редуктора, а к загрузочному шнеку – через редуктор и систему зубчатых и цепных передач. Управление редуктора осуществляется рычагами, находящимися на редукторе. В корытах днища бункера размещены два шнека, которые производят подачу цемента из емкости в приемную воронку и дальше на смесительное устройство. Смесительное устройство крепят на фланцах к нижней части приемной камеры. Работает оно по принципу струйного насоса, благодаря чему из приемной камеры цемент подсасывается водой и, проходя через смесительное устройство и выкидную трубу, перемешивается за счёт турбулентного движения.

#### *Установка смесительная пневматическая УС5-30*

Установка смесительная УС5-30 оснащена пневматической системой. Цифра 5 в шифре – тип установки, а 30 – производительность приготовления тампонажного раствора (в  $\text{дм}^3/\text{с}$ ).

К преимуществам данной установки следует отнести возможность выполнения следующих технологических операций:

- приготовление тампонажного раствора при работе в составе комплекса оборудования, предназначенного для цементирования скважин;
- пневматическая перегрузка тампонажных материалов, минуя сепаратор в другие смесительные установки пневматического или механического типов, а также в склады с помощью собственного или постороннего компрессора;
- вакуумная самозагрузка из складов напольного типа и крытых вагонов;
- гравитационная и пневматическая загрузка собственных бункеров из складов силосного типа;
- загрузка собственных бункеров из автоцементовозов.

К недостаткам установки следует отнести сравнительно небольшое количество перевозимого тампонажного материала в двух имеющихся бункерах (11 тонн).

Устройство и принцип работы установки УС5-30. Оборудование установки (рис. 6) монтируется на шасси автомобиля КрАЗ-250 и состоит из двух бункеров, коробки отбора мощности с карданным валом, компрессора, пневмосистемы, фильтрующей системы вакуумной загрузки и обеспыливания, смесительного устройства, системы разгрузки и системы управления с устройством для взвешивания гидравлического типа, системы выхлопа и обогрева бачка компрессора.

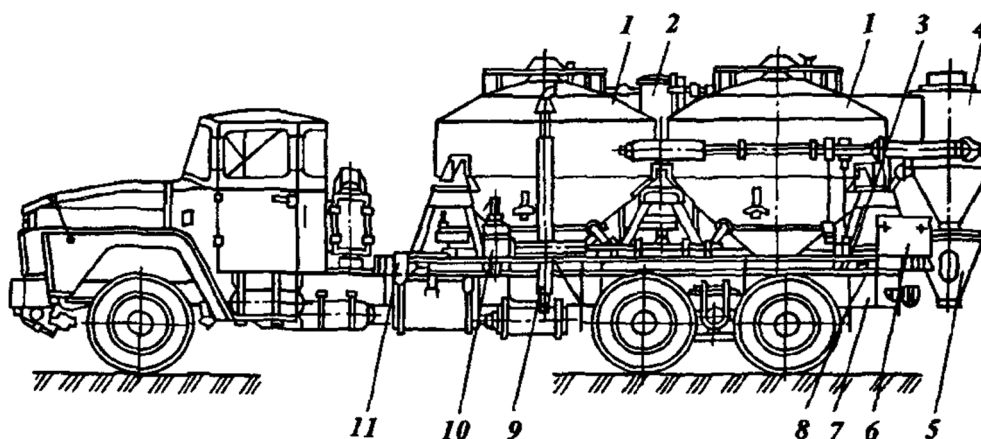


Рисунок 6 – Установка смесительная УС5-30:

- 1 – бункеры; 2 – фильтрующая система; 3 – вспомогательное оборудование; 4 – циклон;  
 5 – смесительное устройство; 6 – система управления; 7 – шасси КрАЗ-250; 8 – брызговики;  
 9 – система выхлопа и обогрева бачка компрессора; 10 – пневмосистема; 11 – привод компрессора

Бункеры установки предназначены для аккумуляции транспортируемого тампонажного материала и представляют собой две вертикальные влагонепроницаемые ёмкости цилиндрической формы.

#### Осреднительная установка

Установка предназначена для обработки тампонажных растворов в процессе их приготовления при цементировании нефтяных и газовых скважин. Основное назначение установки – понижение колебаний плотности тампонажного раствора при его непрерывном приготовлении или накоплении отдельных порций с последующей откачкой. Кроме того, установку применяют для приготовления буферных и других рабочих жидкостей, содержащих труднорастворимые вещества.

Установка работает только в комплексе с насосными и смесительными установками, предназначенными для цементирования нефтяных и газовых скважин.

Устройство и принцип работы осреднительной установки. Осреднительная установка (рис. 7) представляет собой резервуар 5 с перемешивающим устройством 6 внутри, смонтированным на шасси трехосного автомобиля 1. В нижней части задней стенки резервуара расположена горловина 7 с установленным в ней фильтром. К горловине прикреплен коллектор 10, выполненный из трубы диаметром 168 мм и снаб-

жённый запорным устройством 9 и патрубком 8 для подсоединения цементировочных агрегатов посредством приёмных рукавов с целью откачки обработанного раствора из резервуара. Перемешивающее устройство 6 состоит из двух ленточных мешалок, лопасти которых направлены по спирали в разные стороны. При вращении мешалок образуются два встречных потока, способствующие лучшему перемешиванию раствора. Форма днища резервуара, размеры и конструкции мешалок выполнены с учётом уменьшения до минимума застойных зон.

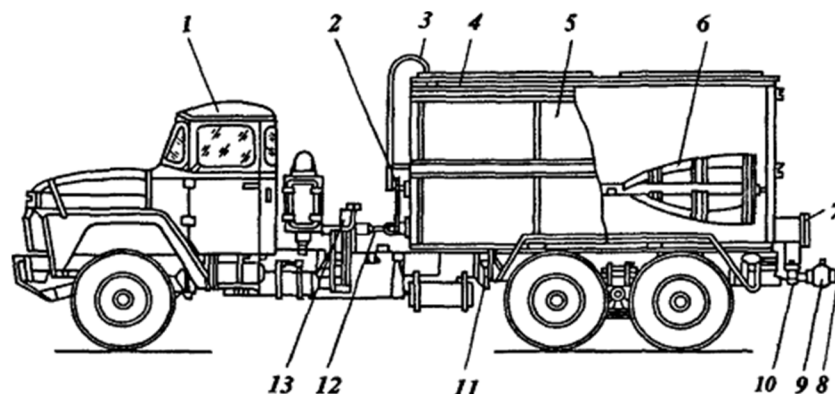


Рисунок 7 – Осреднительная установка

Привод перемешивающего устройства обеспечивается ходовым двигателем шасси автомобиля через коробку отбора мощности 13, карданную передачу 12 и цепную трансмиссию 2. Валы перемешивающего устройства расположены на концевых и промежуточных опорах. Концевые опоры представляют собой подшипники скольжения из текстолита, заключённые в металлические корпуса. Промежуточные опоры выполнены в виде роликов с осями. Находясь погруженными в растворе при низкой частоте вращения валов, подшипники обеспечивают достаточно надёжную работу перемешивающего устройства в течение 80–120 часов.

Смена подшипников предусмотрена при техническом обслуживании установки. Уплотнение наконечников валов в передней торцевой стенке резервуара обеспечивается с помощью сальникового устройства. Соединение этих наконечников с основной частью валов мешалок осуществляется устройством со свободным сцеплением. Такое соединение исключает передачу биения вала наконечнику, что способствует сохранению сальниковых уплотнений и предотвращению пропусков жидкости во время работы мешалок. В центре резервуара установлена мерная линейка с ценой делений 0,5 м<sup>3</sup>, предназначенная для контроля за объёмом раствора, поступающего или откачиваемого из резервуара. Резервуар установки открытого типа (без крыши). Это создаёт удобство при монтаже мешалок, их ремонте и обслуживании установки в целом.

Над резервуаром расположены мостики с поручнями 4 и лестница 3. На раме закреплены четыре домкрата 11, которые устанавливаются в рабочее положение перед заполнением резервуара для обеспечения устойчивости установки в процессе работы. Резервуар оборудован наливными стояками, приспособленными для подачи раствора непосредственно от цементно-смесительной машины или цементировочного агрегата.

Порядок работы на осреднительной установке. Установку располагают на площадке у буровой вблизи мостков, обвязывают с цементировочными агрегатами (насосными установками).

Располагая установку на площадке, необходимо обеспечить небольшой уклон (1:50)–(1:70) вдоль оси в направлении к коллектору. Установить домкраты.

Приготовление буферных составов и жидкостей затворения. Для приготовления жидкости затворения или буферных составов необходимо сделать следующее.

Набрать в резервуар расчётный объём воды, нагнетательную линию цементировочного агрегата подсоединить к одному из наливных стояков установки, открыть соответствующую заслонку (кран) на отводе коллектора, включить насос и создать циркуляцию по системе установка → агрегат → установка. Включить мешалки и посте-

пенно загружать химические реагенты в резервуар. Включение мешалок производить перемещением рукоятки от себя. Перемешивание и циркуляцию продолжать до полного растворения химических реагентов в жидкости.

Приготовленную жидкость откачать в специально приготовленную ёмкость или в мерные баки цементируемых агрегатов.

Обработка раствора с целью понижения колебания его плотности. Обработку тампонажного раствора установкой производят в следующем порядке. Через стояки из цементно-смесительных машин непосредственно или с помощью цементируемых агрегатов подать в резервуар установки исходный тампонажный раствор. Включить мешалки, обеспечив частоту вращения 20–30 об/мин. После подъёма уровня раствора в резервуаре выше опор валов частоту вращения мешалок довести до 45–50 об/мин.

Накопив раствор в резервуаре объёмом 6–7 м<sup>3</sup>, начать откачивание его в скважину, не прекращая работы мешалок.

Приготовление тампонажного раствора порциями. Если расчётный объём тампонажного раствора не превышает вместимости резервуара установки, то откачивание его следует начать после накопления и тщательной обработки всего объёма. Время перемешивания при этом должно составлять примерно 1 минуту на 1 м<sup>3</sup>, т.е. при полной загрузке – 12–15 минут. В процессе перемешивания следует постоянно, через каждые 1,5–2 минуты, замерять плотность раствора. При цементировании ответственных зон в скважинах время перемешивания определяют по результатам контрольных замеров плотности.

При необходимости доутяжеления раствора, приготовляемого отдельными порциями, операцию производить в следующем порядке.

Заменить штуцер смесительного устройства цементно-смесительной машины на другой, имеющий диаметр 20 мм.

Подключить к смесительному устройству нагнетательную линию цементируемого насоса и подать раствор из резервуара под давлением 2,0–2,5 МПа, обеспечив циркуляцию по системе резервуар → цементируемый насос → смесительное устройство → резервуар.

Подать дозирующими шнеками цементно-смесительной машины утяжеляющий материал в смесительное устройство.

При осуществлении операции по утяжелению тампонажного раствора мешалки должны работать непрерывно до конца его откачивания из резервуара. Операцию продолжать до получения заданной плотности, после чего остановить работу цементно-смесительной машины и переключить цементируемый насос на откачивание раствора в скважину.

После окончания работы установка должна быть вымыта. Особое внимание необходимо уделить при этом внутренней полости резервуара.

#### *Приготовление буровых растворов*

Вид, состав и свойства буровых растворов выбирают в зависимости от геологических условий бурения. Если эти условия при бурении всей скважины или части её интервала не позволяют использовать для промывки воду или осуществлять продувку газообразными агентами, то приходится специально готовить соответствующий данным условиям буровой раствор. Существуют два метода приготовления буровых растворов:

1) приготовление растворов в скважине (наработка) в процессе механического бурения;

2) приготовление раствора с помощью механизмов: непосредственно на буровой и централизованно на глинозаводах.

Приготовление буровых растворов первым методом наиболее дешёво и просто, но возможно лишь там, где разрез сложен породами подходящего состава и достаточной мощности. Например, в ряде районов запада Татарстана верхняя неустойчивая часть разреза разбуривается с применением или свежеприготовленного раствора, или доставленного с ранее пробуренных скважин глинистого раствора. Затем этот интервал ствола закрепляют обсадными трубами с заливкой кольцевого пространства цементным раствором, и дальнейшее бурение ведут с промывкой водой.

При разбурировании глин образуется водно-глинистая суспензия, которую в дальнейшем обрабатывают химическими реагентами и приводят показатели технологических свойств раствора к требуемому уровню. Причём важно добиться минимального содержания глинистой фазы в буровом растворе.

Аналогично получают карбонатные или карбонатно-глинистые растворы в Пермском крае. При разбурировании с промывкой водой мощных толщ карбонатных пород получаемую водно-карбонатную суспензию обрабатывают каустической или кальцинированной содой, или УЩР. Для стабилизации естественных карбонатных растворов хорошие результаты даёт введение небольших добавок высококоллоидальных глин. С целью улучшения диспергирования шлама выходящую из скважины суспензию целесообразно пропускать через специальные механизмы (фрезерно-струйные мельницы).

Чаще приходится готовить растворы вторым методом, т.е. с помощью специальных механизмов. Для приготовления глинистых растворов используют в основном глинопорошки и реже комовые глины из местных карьеров. При приготовлении буровых растворов требуется обеспечить с помощью специальных устройств хорошее диспергирование твёрдой фазы и перемешивание её с жидкостью. В качестве таких устройств для приготовления растворов из комовых и порошкообразных материалов используются мешалки механического и гидромониторного типов. Из порошкообразных материалов раствор готовят также с помощью мешалок эжекторного типа.

Особенность приготовления растворов на углеводородной основе заключается в необходимости подогрева системы для получения коллоидного раствора битума. Например, при приготовлении ИБР зимой в глиномешалку заливают требуемое количество дизельного топлива и при перемешивании вводят молотый окисленный битум с негашёной известью. Смесь подогревают открытым паром до 30–50 °С и добавляют расчётное количество воды для гашения извести. При гашении извести температура смеси поднимается до 100–120 °С. В летнее время готовят раствор аналогично, однако подогрев паром не обязателен.

### 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., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
9. 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. Савенок Н.Б., Савенок О.В. Регулирование плотности бурового раствора: методические указания для практических работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2000. – 8 с.
11. Савенок Н.Б., Савенок О.В. Расчёты при приготовлении буровых растворов : методические указания для практических работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2001. – 13 с.
12. Савенок Н.Б., Савенок О.В. Расчёт компонентного состава бурового раствора : методические указания для практических работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2001. – 8 с.

13. Савенок Н.Б., Савенок О.В. Расчёты при утяжелении буровых растворов : методические указания для практических работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2001. – 25 с.
14. Савенок Н.Б., Савенок О.В. Расчёты при обработке бурового раствора : методические указания для практических работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2001. – 25 с.
15. Савенок О.В., Шостак А.В., Пустовой П.А. Буровые промывочные и тампонажные растворы : методические указания по выполнению лабораторных работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – 24 с.
16. Савенок О.В. [и др.]. Расчёты при приготовлении и регулировании свойств буровых растворов : методические указания по выполнению контрольных работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 24 с.
17. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
18. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
19. Обоснования выбора бурового раствора для промывки скважин в процессе. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a2ad79b5d43a88421316d37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a2ad79b5d43a88421316d37_0.html)
20. 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.
21. Диоманде Бле Хьюге, Савенок О.В. Анализ применения гель-раствора для бурения неустойчивых горных пород при строительстве эксплуатационной скважины на Приобском месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 71–76.
22. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
23. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 162–165.
24. Макарова Я.А., Егорова А.С. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 166–169.
25. Мариампольский Н.А., Савенок Н.Б., Савенок О.В. Результаты использования электрообработанных буровых растворов // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 1997. – Вып. 4. – С. 213–221.
26. 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.
27. Мойса Н.Ю. [и др.]. Некоторые рецептуры и технология приготовления буровых растворов, применяемых при бурении вторых стволов на Самотлорском месторождении // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2000. – Вып. 9. – С. 299–301.
28. Мойса Ю.Н., Снегирев С.Н., Зозуля В.В. Сравнение буровых растворов на различных глинопорозах для бурения методом ННБ // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 181–186.
29. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 202–205.
30. Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Перспективы использования буровых растворов на основе биополимерных систем // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 289–292.
31. Савенок О.В., Прокошин А.Г. Влияние электрообработки технической воды на снижение расхода каустической соды при приготовлении и обработке буровых растворов // Тезисы докладов третьей Всероссийской конференции молодых учёных, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности». – М., 1999. – С. 87.
32. Савенок О.В. [и др.]. Электроактивация технической воды, используемой для приготовления буровых растворов // Труды КубГТУ. Серия: Нефтегазопромысловое дело. – Краснодар : КубГТУ, 1999. – Т. 3. – Вып. 1. – С. 287–291.
33. Савенок О.В. О возможности использования реагентов-понижителей вязкости буровых растворов и пластификаторов тампонажных растворов для приготовления вязкоупругих составов / Тезисы докладов трудов Четвёртого Международного симпозиума имени акад. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск : Издательство НТЛ, 2000. – С. 416.
34. Савенок О.В. Классификация тампонирующих составов для ликвидации поглощений бурового раствора / Сборник докладов третьей Международной конференции «Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей». – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2002. – С. 372–378.



35. Савенок О.В., Тепе Джонатан Бегре. Проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для Приобского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 258–265.
36. Savenok O.V., Petrusenko P.P. New technology of liquidation mud lost circulation // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2004. – Вып. 20. – С. 333–336.
37. Булатов А.И., Савенок О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 2014620266. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.

### References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
2. Bulatov A.I., and 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 university students. – 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 of «Finishing Oil and Gas Wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of Oil and Gas Sverdlovins. Science and practice: monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 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. Savenok N.B., Savenok O.V. Regulation of drilling mud density: methodological guidelines for practical work in the discipline «Drilling flushing and plugging solutions». – Krasnodar : KubGTU Publishing House, 2000. – 8 p.
11. Savenok N.B., Savenok O.V. Calculations at preparation of drilling mud: methodical instructions for practical works on discipline «Drilling washing-and plugging muds». – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2001. – 13 p.
12. Savenok N.B., Savenok O.V. Calculation of Component Composition of Drilling Mud : Methodical Instructions for Practical Work in the Discipline «Drilling Wash and Slugging Muds». – Krasnodar : KubGTU Publishing House, 2001. – 8 p.
13. Savenok N.B., Savenok O.V. Calculations for drilling mud weighting : methodical instructions for practical work in the discipline «Drilling washing-and plugging muds». – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2001. – 25 p.
14. Savenok N.B., Savenok O.V. Calculations for drilling mud processing : methodological guidelines for practical work in the discipline «Drilling washout and plugging muds». – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2001. – 25 p.
15. Savenok O.V., Shostak A.V., Pustovoy P.A. Drilling flushing and plugging solutions: methodological instructions for laboratory works in the discipline «Drilling flushing and plugging solutions». – Krasnodar : South Publishing House, 2011. – 24 p.
16. Savenok O.V. [et al.]. Calculations during preparation and regulation of drilling mud properties : methodical guidelines for control work in the discipline «Drilling flushing and plugging solutions». – Krasnodar : Publishing House – South, 2012. – 24 p.
17. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in sqa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
18. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling Flushing Fluids : a textbook. – Novocherkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
19. Justifications for Selecting Drilling Mud for Well Flushing in the Process. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a2ad79b5d43a88421316d37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a2ad79b5d43a88421316d37_0.html)
20. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of a regression model for determination of the factors influencing properties and technological parameters of a drilling mud // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.
21. Diomande Blé Huguet, Savenok O.V. Analysis of gel-solution application for drilling unstable rocks during construction of production well at Priobskoye field // Bulatovskie readings. – 2020. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 71–76.

22. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the drilling mud parameters influence on the probability of the differential tacking // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 97–103.
23. Makarova Ya.A., Egorova A.S. Hydrocarbon-based universal solution for drilling horizontal wells // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 162–165.
24. Makarova Ya.A., Egorova A.S. New system of drilling mud for high-quality completion of wells // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 166–169.
25. Mariampolsky N.A., Savenok N.B., Savenok O.V. Results of use of the electrotreated drilling mud // *Collection of scientific works «Hypotheses, search, forecasts»*. – Krasnodar : SKO IA RF, 1997. – Issue 4. – P. 213–221.
26. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Study of compositions of drilling muds for drilling clayey rocks and prevention of salinosis // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 170–176.
27. Moisa N.Yu. [et al.]. Some recipes and technology for preparing drilling muds used for second hole drilling in the Samotlor field // *Collection of scientific papers «Hypotheses, Search, Prognoses»*. – Krasnodar : SKO IA RF, 2000. – Issue 9. – P. 299–301.
28. Moisa Yu.N., Snegirev S.N., Zozulya V.V.. Comparison of Drilling Muds on Various Clay Powders for HDD Drilling // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 181–186.
29. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Drilling mud for struggle against the differential prihtavs // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 202–205.
30. Povarova L.V., Munt'yan V.S., Skiba A.S. Prospects of using the drilling mud based on the biopolymer systems // *Bulatovskie readings*. – 2020. – Vol. 3. – P. 289–292.
31. Savenok O.V., Prokoshin A.G. Influence of the electric treatment of the technical water on the reduction of the caustic soda consumption during the preparation and treatment of the drilling agents // *Theses of the reports of the Third All-Russian Conference of Young Scientists, Specialists and Students on the problems of the Russian gas industry «New technologies in the gas industry»*. – M., 1999. – P. 87.
32. Savenok O.V. [et al.]. Electroactivation of technical water used for preparation of drilling muds // *Proceedings of KubGTU. Series: Oil and gas field business*. – Krasnodar : KubGTU, 1999. – Vol. 3. – Edition. 1. – P. 287–291.
33. Savenok O.V. About the possibility of using lowering agents of drilling mud viscosity and plugging mud plasticizers for preparation of viscoelastic compositions / *Abstracts of the Proceedings of the Fourth International Acad. M.A. Usov «Problems of Geology and Subsoil Development»*. – Tomsk : NTL Publishing House, 2000. – p. 416.
34. Savenok O.V. Classification of tamponing compositions for liquidation of brown solution absorption / *Collection of reports of the Third International Conference «Development and pre-beam of hard-to-recover and high-viscosity oils»*. – Krasnodar : Sovetskaya Kuban Publishing House, 2002. – P. 372–378.
35. Savenok O.V., Tepe Jonathan Begre. Designing of drilling mud recipes by in-terms for Priobskoye field // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 3. – P. 258–265.
36. Savenok O.V., Petrusenko P.P. New technology of mud lost circulation / *Collection of scientific papers «Hypothesis, search, forecasts»*. – Krasnodar : SKO IA RF, 2004. – Issue 20. – P. 333–336.
37. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. Certificate of State Registration of Database № 2014620659. Application № 2014620266. Date of receipt is March 12, 2014. Date of state registration in the Register of Databases 08 May 2014.

УДК 622.276 + 622.276.6

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ  
ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ  
ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ГАЗА  
НА АСТРАХАНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND FIELD AND TECHNOLOGICAL INFOR-  
MATION FOR DESIGNING MEASURES  
FOR INTENSIFICATION OF THE GAS FLOW  
ON THE ASTRAKHANSKOYE GAS-CONDENSATE FIELD**

**Сухин Андрей Александрович**

студент,  
Ухтинский государственный  
технический университет  
andruxanov707@mail.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

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

**Аннотация.** Астраханское газоконденсатное месторождение является сложным для освоения месторождением углеводородов. Для АГКМ характерно аномально высокое пластовое давление, высокая пластовая температура, высокое содержание кислых компонентов в составе пластового флюида, а также сложное геологическое строение коллектора. В силу этих особенностей освоение АГКМ невозможно без проведения мероприятий по интенсификации притока газа к скважинам. Применяемые технологии интенсификации притока должны способствовать улучшению фильтрационно-емкостных характеристик коллектора, устранению кольматации продуктивных пропластков, минимальному коррозионному воздействию на элементы подземного оборудования, интенсивному выносу продуктов реакции, предотвращению их накопления и т.д.

**Ключевые слова:** геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов; термобарические условия; коллекторские свойства и типы пород; начальный состав пластовой системы; характеристика осуществляемой системы разработки; конструкции скважин; освоение скважин.

**Sukhin Andrey Alexandrovich**

Student,  
Ukhta state technical university  
andruxanov707@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of technical sciences,  
Professor of the department  
of development and operation  
of oil and gas fields  
and underground hydromechanics,  
Ukhta state technical university  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The Astrakhanskoye gas-condensate field is a difficult hydrocarbon field to develop. The Astrakhanskoye gas-condensate field is characterized by anomalously high reservoir pressure, high reservoir temperature, high content of acidic components in the composition of the reservoir fluid, as well as a complex geological structure of the reservoir. Due to these features, the development of Astrakhanskoye gas-condensate field is impossible without measures to stimulate the flow of gas to the wells. The technologies used to stimulate the inflow should help to improve the filtration and capacity characteristics of the reservoir, eliminate clogging of productive layers, minimize corrosive effects on elements of underground equipment, intensive removal of reaction products, prevent their accumulation, etc.

**Keywords:** geological and field characteristics of productive formations; thermobaric conditions; reservoir properties and types of rocks; initial composition of the reservoir system; characteristics of the implemented development system; well designs; well development.

## **С**ведения о регионе работ

Уже два десятилетия на юге России, под Астраханью, разрабатывается богатейшее в мире газоконденсатное месторождение. Оно уникально не только по размерам площади и величине запасов, но и по характеру сырья, в котором газ содержит до 26 % сероводорода, а конденсат состоит из бензиновых, дизтопливных и незначительного количества мазутных фракций. К открытию этой гигантской кладовой углеводородов Россия шла долгие годы.

Первую разведочную скважину в районе Астрахани геологи пробурили в 1946 году. Но лишь через десятилетие удалось обнаружить в области признаки нефти – на Разночиновской, Тинакской, Кирикилинской и ещё нескольких площадях. Затем, спустя годы, была найдена Бешкульская промышленная нефтяная залежь.

В 1976 году поисковая скважина № 8, пробуренная на Астраханском своде в завожской степи, дала приток газа с дебитом более одного миллиона кубометров в сутки, и уже к 1987 году поднялся в полупустыне крупнейший в Европе газовый перерабатывающий комплекс.

ООО «Газпром добыча Астрахань» осуществляет деятельность по поиску и разведке залежей нефти и газа (как заказчик), добычу и переработку сероводородсодержащего сырья АГКМ на одноименном газовом (газохимическом) комплексе с выработкой сухого и сжиженного газа, бензина, дизельного топлива, мазута, серы в жидком, комовом и гранулированном видах, транспортировке товарной продукции, обеспечению области и других субъектов Федерации газом и жидким топливом, газификации населённых пунктов, промышленному и жилищно-гражданскому строительству, капитальному ремонту, проектно-изыскательским, научно-исследовательским, опытно-конструкторским и другим работам.

ООО «Газпром добыча Астрахань» представляет собой крупный газохимический комплекс, в состав которого входят следующие структуры:

- газопромысловое управление (ГПУ);
- газоперерабатывающий завод (ГПЗ);
- комплекс подземных хранилищ;
- внешние газо- и продуктопроводы.

Месторождение находится в 60 км севернее областного центра г. Астрахань (рис. 1). В административном плане оно размещается в пределах Наримановского, Красноярского, Харабалинского и Енотаевского районов Астраханской области, юго-восточное его окончание уходит на территорию Казахстана.

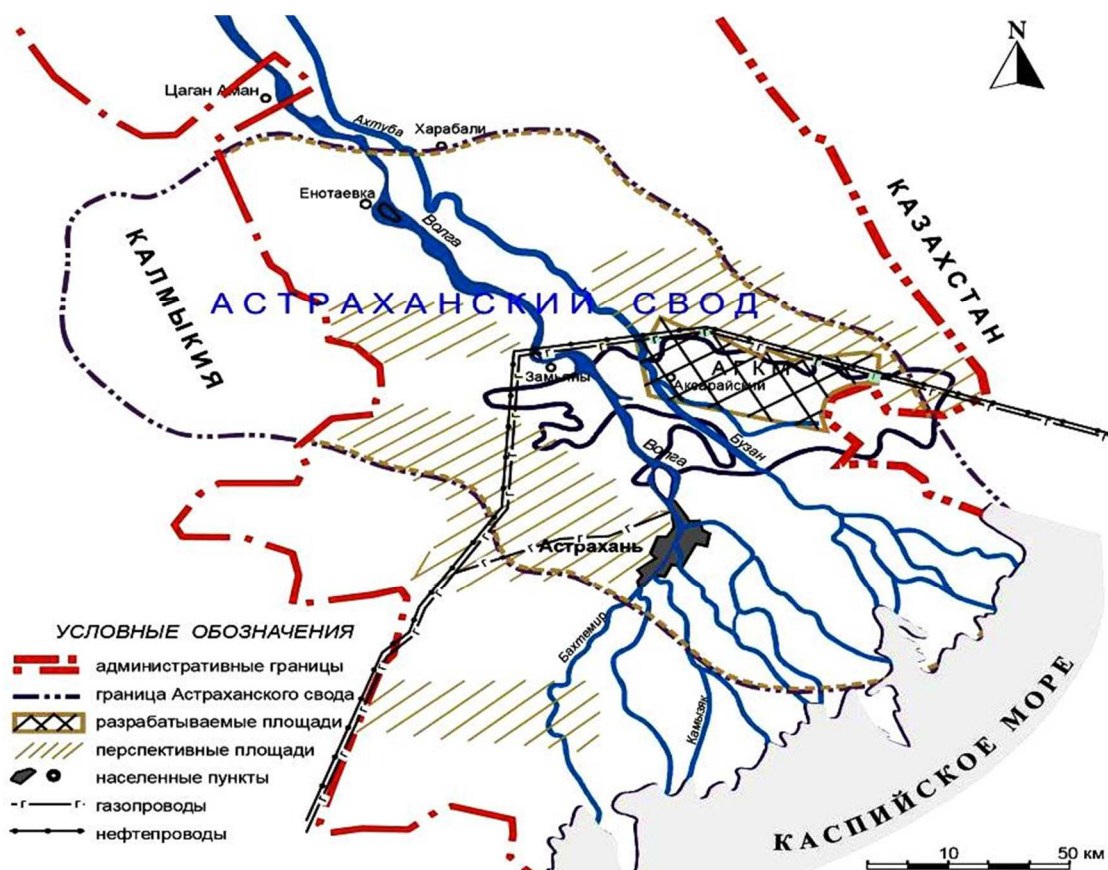


Рисунок 1 – Обзорная карта Астраханского газоконденсатного месторождения

Контур разбуривания Астраханского газового комплекса расположен в Красноярском районе Астраханской области, в 70 км к северо-востоку от областного центра – г. Астрахани, на левобережье реки Ахтуба, левой протоки низовья реки Волга, как видно на рисунке 1.

Территория контура разбуривания находится в пределах Прикаспийской низменности и характеризуется развитием аккумулятивного эолового рельефа голоценового возраста.

Астраханское месторождение эксплуатируется при строгом контроле за состоянием пластовой системы, что позволяет с достаточной достоверностью прогнозировать ход отбора запасов и изменения энергетической характеристики залежи. Внимательнейшим образом учитываются степень выработки пласта, величины компонентоотдачи, качество извлекаемого сырья, «поведение» залежи, в частности, колебания её термобарических параметров. На основании складывающейся картины геологической службе и производственным подразделениям газопромыслового управления предлагаются конкретные меры по оптимизации режимов добычи. Регулярно изучаются динамика и состав флюида. На установке PVT были впервые определены предельное влагосодержание пластовых смесей и темп истощения продуктивных коллекторов.

Предмет особой защиты – борьба с коррозией промышленного и заводского оборудования, подвергающегося на АГКМ повышенной сероводородной и углекислотной агрессии. Здесь важно всегда давать объективную оценку положения и безошибочно выявлять причины случившихся и назревающих срывов. Так, определено, что факты отказа в некоторых звеньях технологических линий обуславливаются температурой абсорбента, скоростью потоков вещества, темпом эрозии металла, наличием в сосудах продуктов деградации аминов.

### **Литолого-стратиграфический разрез скважин**

#### *Каменноугольная система, Средний отдел (4100–3890 м)*

Среднекаменноугольные отложения представлены преимущественно органоминеральными, оолитовыми известняками, формирование которых происходило в прибрежных условиях. Характеризуются они первичной и вторичной пористостью. Открытая пористость составляет 5–16 %, при среднем значении 10,1 %, проницаемость изменяется от  $98 \cdot 10^{-6}$  до  $0,04$  Дарси, а трещинная от  $18 \cdot 10^{-7}$  до  $196 \cdot 10^{-5}$  Дарси в нижней части разреза залегает пласт глины мощностью 5–7 м. Вскрытие среднекаменноугольных (продуктивных) отложений намечается на глубине 3890 м.

#### *Пермская система, Нижний отдел (3890–2000 м)*

Отложения присутствуют в составе сакмаро-артинского и кунгурского ярусов.

Сакмаро-артинские отложения представлены в верхней части известняками и доломитами с прослоями аргиллитов, в нижней преимущественно аргиллитами. Доломиты сильно глинистые, битуминозные, с многочисленными включениями органических остатков.

В аргиллитах отмечается конкреции и кристаллы пирита. Нерасчленённость толщи на ярусы связаны с неполнотой геологических сведений.

Породы крепкие, плотность их ориентировочно составляет  $2,6 \text{ г/см}^3$ . В целом толща не является коллектором и служит достаточно надёжной крышкой для нижележащего продуктивного пласта. Вскрываются сакмаро-артинские отложения на глубине 3810 м и имеют мощность 80 м.

Породы кунгурского яруса представлены сульфатно-галогеновыми образованиями.

В верхней части разреза – чередование пачек солей, ангидритов. В средней части, занимающей две трети разреза, залегают соли с идентичными маломощными прослоями ангидритов. В нижней части разреза в солях отмечаются пачки ангидритов, песчаников.

Для частей разреза с прослоями и линзами терригенных пород характерны зоны АВПД и рапопроявления дебитом от 4–6 м<sup>3</sup>/сут. до рапы различна и колеблется от 0,145 до 0,230 кгс/м<sup>2</sup> на 1 м. Ожидаемая глубина вскрытия кровли пород кунгурского яруса – 2000 м. Мощность пород яруса – 1810 м.

Интервалы залегания солей: 2075–2225 м, 2275–2435 м, 2475–2630 м, 2705–3025 м, 3045–3275 м, 3385–3535 м и 3600–3810 м.

*Мезозойская группа, Триасовая система, Нижний отдел (2000–1740 м)*

Нижнетриасовые отложения сложены песчаниками, алевролитами, с преобладанием последних. Окраска пород различная, преимущественно красноцветная.

По коллекторским свойствам отложения неравнозначны. Пористость их колеблется от 5 до 20 %, проницаемость – от единиц до нескольких сотен мДарси.

Кровлю триасовых отложений ожидает встретить на глубине 1740 м. Предполагаемая мощность 260 м.

*Юрская система, Средний отдел (1740–1440 м)*

Породы байоского яруса сложены в нижней части разреза чередованием песчаников и глин с преобладанием песчаников. Мощность этой части разреза составляет 65 м. Верхняя часть разреза представлена толщей глин с 1–2 прослоями маломощных песчаников в середине толщи. Мощность её достигает 235 м.

Песчаники обладает хорошими коллекторскими свойствами: пористость их составляет 20–25 %, проницаемость 150–300 мДарси. Вскрытие кровли юрских отложений предполагает на глубине 1440 м, мощность 300 м.

*Меловая система, Нижний отдел (1440–1100 м)*

В отложениях нижнего отдела выделяются породы аптского и альбского ярусов. Аптские породы представления в нижней части песчаниками, в верхней части – глинистыми. В отложениях альбского возраста наблюдается чередование песчаников, алевролитов и глин. Породы обладают средней крепостью: пористость их достигает 31 %, проницаемость 1,1 Дарси.

Породы нижнего мела предполагается встретить на глубине 1100 м мощность 340 м.

*Верхний отдел (1100–810 м)*

Сложен породами сеноманского, сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов. Сеноманский ярус сложен глинисто-алевролитовыми образованиями с единичными прослоями мергелей и карбоновых глин.

Коллекторские, фильтрационные свойства этих отложений не изучались.

Верхнемеловые отложения предположительно будут вскрыты на глубине 810 м и будут иметь мощность 290 м.

*Кайнозойская группа, Палеогеновая система (810–560 м)*

Нерасчленённые отложения палеогенового возраста представлены преимущественно глинистыми образованиями. Вскрытие их предполагается на глубине 560 м, мощность 250 м.

*Неогеновая система (560–100 м)*

Отложения акчагыльского и апшеронского ярусов верхнего отдела неогена представлены глинами с прослоями песка. Вскрытие их предполагается на глубине 100 м, мощность 460 м.

*Четвертичные отложения (100–0 м)*

Четвертичные отложения залегают с поверхности, представлены глинами, суглинками, супесями, песками и имеют мощность 100 м.

**Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов**

АГКМ характеризуется высоким содержанием агрессивных компонентов в составе газа, коррозионной активностью и токсичностью, наличием аномально высокого пластового давления, высоким конденсатным фактором, высокой температурой гидратообразования, высоким давлением конденсации. Содержание метана – 50 %, кислых газов – более 40 %, в том числе до 28 % сероводорода.

Газоконденсатное месторождение расположено в юго-западной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, севернее г. Астрахани. Залежь приурочена к сложному по строению карбонатному массиву, представленному известняками башкирского яруса среднего карбона, залегающим на глубине 3700–4100 м.

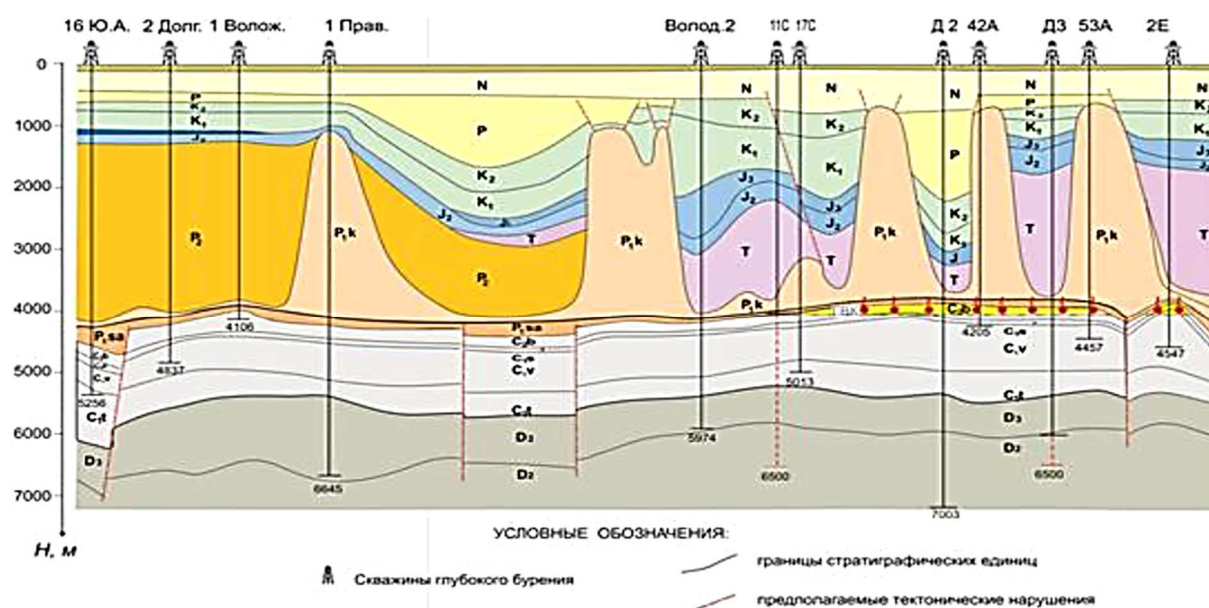


Поверхность газоводяного контакта (ГВК) – наклонная с погружением в юго-западном направлении. Средний уровень ГВК принят на отметке минус 4073 м. Средневзвешенная газонасыщенность оценена по вскрытому разрезу до уровня ГВК и составляет 85 %.

Продуктивная толща АГКМ представлена карбонатными отложениями башкирского яруса среднего карбона в объёме прикамского, северокельтменского и краснополянского горизонтов. Разрез складывается известняками серыми, буровато- и коричневатосерыми, крепкими, пористыми, массивными и неясно-слоистыми, с подчиненными прослоями плотных трещиноватых и плитчатых разностей. Среди известняков отмечаются тонкие прослои зеленовато-серых плитчатых аргиллитов.

Продуктивная толща АГКМ сложена, в основном, чистыми известняками.

В составе пород: кальцит 96–98 %, доломит – 1–4 %, нерастворимый остаток – 0,2–0,8 %, ангидрит – менее 0,1 %, кварц – до 2 %. Геологический разрез АГКМ представлен на рисунке 2.



**Рисунок 2** – Геологический разрез Астраханского газоконденсатного месторождения по линии скважин №№ 16 ЮА – 2 Еленовская

Пустотное пространство карбонатных пород представлено порами, фильтрующими каналами, трещинами и кавернами. Трещинная и каверновая ёмкости имеют подчинённое значение. Основную и значительную долю в продуктивном разрезе составляет поровый (гранулярный) тип коллектора.

Ёмкостные свойства пород обусловлены развитием пор первичных (реликтово-седиментационных и типа диагенетической перекристаллизации) тонкой и очень тонкой структуры, пор унаследованно-вторичных, образованных выщелачиванием на месте первичных пустот, а также пор вторичных, образование которых связано с трещинами. Вторичные поры, по данным изучения шлифов из пропитанных цветной смолой образцов пород, играют значительную роль в обеспечении ёмкости. Унаследованные внутрiformенные пустоты имеют размеры от 5 до 50 мкм, редко достигают размеров 100–150 мкм, полуокруглую форму, гладкие или неровные зубчатые ограничения. Межформенные поры отличаются лапчатой, щелевидной или гантелеобразной формой. Поры распределяются селективно. Собственно вторичные поры приурочены к расширениям полостей трещин, стилолитов. Сгущения таких пор развиваются в зальбандах трещин. В трещинах различных систем образуются узкие, щелевидные (10-50 мкм), участками протяжённые (1–10 мм) или неправильные асимметричные заливообразные, более крупные (до 0,5–1 мм) поры и мелкие каверны.

Поры выщелачивания, по данным изучения пород в шлифах, составляют от 10–30 до 60 % объёма ёмкости коллектора.

Изучение морфологии пустотного пространства в шлифах показало, что соединение пор осуществляется весьма тонкими, короткими (10–20 мкм) и более протяжёнными поровыми каналцами. В карбонатном разрезе АГКМ широко распространены также трещины, залеченные вторичным кальцитом, шириной от 2,0–3,0 до 0,2–0,5 и реже 1,0–1,5 мм, приуроченные к зонам наложенной цементации разреза кальцитом. Повсеместно в разрезе, чаще в пластах с уплотнённой матрицей, развиты сутуростилолитовые швы различных геометрических типов, с которыми связаны открытые трещины и каверны.

Кавернозность пород по керну имеет ограниченное развитие. Чёткой закономерности в распространении каверн не установлено. Частые мелкие каверны установлены в биоморфных водорослевых известняках по скважине № 5-А в пачках 3, 8, 9 и 10, на границе прикамского и северокельтменского горизонтов.

Таким образом, литологическое изучение кернового материала продуктивного разреза АГКМ выявило следующее его основные черты:

- толща слагается коррелируемыми по всей площади пластами органогенных известняков, являющимися коллекторами порового и порово-трещинного типов с подчиненными прослоями, и пластами плотных трещиноватых биогенно-хемогенных разностей и аргиллитов, которые флюидоупорами не являются;
- наличие широко развитой трещиноватости обеспечивает единство газодинамической системы залежи АГКМ.

Анализ имеющихся данных ГИС, результатов лабораторных исследований керна и промысловых испытаний показывают, что в условиях изучаемого месторождения целесообразно определить газонасыщенные коллекторы, как породы, содержащие газ, при доказанной его подвижности.

Комплекс методов, включающий измерения БК-3, БКС-2, МНК, ГК, ИННК, дал основные доказательства подвижности газа в породах с пористостью не менее 6 %, которая принята в качестве условной границы «коллектор – неколлектор».

Разрезы скважин, пробуренные на АГКМ, подразделяются на 3 зоны:

- 1) газоносная зона (с предельным газонасыщением коллектора);
- 2) переходная зона;
- 3) нижняя часть переходной зоны (между ГВК и зеркалом воды).

### **Термобарические условия**

На Астраханском своде, где на гипсометрическую поверхность минус 4500 м почти повсеместно выходят каменноугольные карбонатные отложения, увеличение температуры происходит с севера на юг и с востока на запад. Так, на Заволжской площади, расположенной в северной части свода, в непосредственной близости от контура АГКМ, на этой глубине температура равна 110 °С. В южном направлении от Заволжской площади она повышается и на АГКМ составляет 116 °С. Газоконденсатная залежь, приуроченная к интервалу глубин 3828–4096 м, в температурном режиме на срезе минус 4500 м не находит отражения. Она располагается между изотермами 110–120 °С. В самой залежи в интервале глубин 4100–3980 м температура равна 110 °С.

Геотермическая характеристика разреза АГКМ была получена в результате изучения геотермического градиента по скважине 1 Пионерской. Значения температуры на глубинах 500, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500 м здесь соответственно составляют 23,3; 40; 52,5; 68,7; 79,5; 91,0 и 101,2 °С.

Геотермический градиент (°С/100 м) по интервалам глубин следующий:

- 500–1000 м – до 3,34;
- 1000–1500 м – до 2,5;
- 1500–2000 м – до 3,24;
- 2000–2500 м – до 2,16;
- 2500–3000 м – до 2,3;
- 3000–3500 м – до 2,04.

Среднее его значение по разрезу месторождения равно 2,9 °С/100 м. Характеризуя начальное пластовое давление АГКМ, необходимо отметить, что оно было заме-



рено глубинными манометрами лишь в одной скважине (скважина № 32). В остальных скважинах пластовые давления определяли при исследовании расчётным путём по барометрической формуле, исходя из статического давления на головке скважины.

Судя по многочисленным источникам, где встречается начальное пластовое давление для АГКМ, оно установлено в размере 624 кгс/см<sup>2</sup> на отметке минус 4015 м, т.е. 61,6 МПа. Однако недавно проведённые глубинные замеры давления в новых, ещё не эксплуатирующихся скважинах, показали, что начальное пластовое давление в юго-восточной зоне месторождения несколько выше – порядка 62,1 МПа.

Приведённые выше значения пластового давления свидетельствуют о развитии в подсолевом комплексе месторождения и всего Астраханского свода в целом аномально высокого пластового давления (АВПД). Градиент АВПД здесь колеблется в пределах 0,015–0,016 МПа/м.

### Коллекторские свойства и типы пород

Основные фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов изучались в процессе разведки и эксплуатационного бурения. Среднее значение пористости по скважинам рассчитывалось как средневзвешенное по эффективной толщине. Среднее значение пористости принятое при подсчёте запасов, составляет 9,9 % (от 6,7 до 12,4 %). По результатам исследований керна и обработок кривых восстановления давления можно сделать вывод об относительно низких фильтрационных свойствах продуктивного разреза. Коэффициент абсолютной газопроницаемости по керну равен  $(0,005 \div 1,0) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , по результатам обработки кривых восстановления давления (КВД)  $(0,2 \div 8,5) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Среднее значение коэффициента газопроницаемости принято  $1,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Фактическое среднее значение остаточной водонасыщенности по всей залежи равно 17 %. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности – 3 %.

### Газонефтеносность

Основной продуктивной тощей на Астраханском газоконденсатном месторождении являются среднекаменноугольные карбонатные отложения башкирского яруса. Промышленная их газоносность установлена в скважине № 1 Аксарайской, скважинах №№ 5, 8, 25, 26 и 32 Астраханских. Максимальные дебиты газа до 1023,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. через 28 мм диафрагму были получены из интервала 3936–3915 м скважиной № 8 Астраханской. ГВК отбивается на абсолютных отметках – 4073 м. Состав газа: углеводород – 60,4 %, сероводород – 20,7 %, углекислый газ – 17,9 %. Начальный конденсатный фактор составляет 240–560 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Начальное пластовое давление в интервале 4100–3990 м скважины № 5 Астраханская равнялось 61,74 МПа, пластовая температура в скважине № 3 Заволжская на глубине 4200 м составляла 110 °С.

Протоколом ГКЗ по запасам при Совете Министров СССР № 9023 от 28 июня 1982 года утверждены балансовые запасы газа и компонентов Астраханского ГКМ по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> левобережной и по категории С<sub>2</sub> в правобережной частях месторождения. Решено считать развёрнутой до категории С<sub>1</sub> часть Астраханского месторождения, подготовленной к опытно-промышленной разработке.

В скважине № 1 Аксарайской из кровли известняков башкирского яруса в интервале 3981–2994 м во время подъёма инструмента был получен приток газа с дебитом ориентировано 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Газ имел следующий состав: метан – 58,18 %, этан – 7,38 %, пропан – 1,10 %, бутан – 0,64 %, азот – 4,05 %, углекислый газ – 13,18 %, сероводород – 15,47 %.

В скважине № 5 Ширяевской, расположенной в 5 км восточнее скважины № 1 Аксарайской, при опробовании известняков башкирского яруса в интервале 4100–4070 м получен промышленный приток газа с конденсатом. Дебит газа на 13,7 мм штуцере составил 339 тыс. м<sup>3</sup>/сут., а абсолютно свободный дебит равен 838 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Состав газа: метан – 58,86 %, этан – 1,88 %, пропан – 0,60 %, азот – 0,91 %, углекислый газ – 11,00 %, сероводород – 26,6 %. Относительный удельный вес – 0,8552.

В интервале 4050–3995 м дебит газа на 14,8 мм штуцере составил 375,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Состав газа: метан – 61,88 %, этан – 0,62 %, пропан – 0,34 %, азот – 1,57 %, уг-

лекистый газ – 13,2 %, сероводород – 22,00 %. Относительный вес – 0,8426 (по данным института «СевКавНИПИгаз»).

В правобережной части Астраханского свода в скважине № 1 Воложковской площади, расположенной в 35 км к западу от скважины № 1 Аксарайской, из известняков башкирского яруса (интервал 4060–4085 м) получен приток газа с конденсатом, дебит которого через 10 мм штуцер составил 175 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В проектируемых скважинах согласно «Проекту опытно-промышленной эксплуатации Астраханского месторождения», разработанному институтом «ВНИИгаздобыча» (1977 год), в котором представлен расчёт эксплуатационных параметров и состава газа на усреднённую скважину, начальный средний дебит газовой смеси из двух испытанных интервалов (скважина № 5) составляет 470 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Ожидаемые минимальные характеристики потока газа приняты следующими:

- скорость на забое – 3,7 м/с;
- скорость на устье – 23,0 м/с;
- давление на устье – 48,9 МПа;
- пластовое давление – 63,1 МПа;
- устьевая температура – 50–60 °С;
- пластовая температура – 109,2 °С.

### Гидрогеологическая характеристика

В геологическом разрезе выделяются следующие водоносные комплексы:

- 1) докунгурский;
- 2) кунгурский;
- 3) триасовый;
- 4) среднеюрский;
- 5) верхнеюрский-аптский;
- 6) нижнеальбский;
- 7) среднеальбско-верхнемеловой;
- 8) палеогеново-неогеновый и четвертичный.

Некоторые комплексы ввиду идентичности гидрогеологической объединяются по два и более. В этом случае бывает несовпадение возрастных границ.

Докунгурский водоносный комплекс характеризуется незначительными дебитами вод. Удельный вес вод каменноугольных карбонатных отложений колеблется от 1,015 до 1,06 г/см<sup>3</sup>, преобладает 1,04 г/см<sup>3</sup>. Минерализация составляет 2391–3237 мг-экв./л. Воды относятся к карбонатно-натриевому типу. Характерной особенностью вод является наличие большого количества (до 60 %) растворенного сероводорода.

Из сакмаро-артинских отложений нижней перми на Астраханском своде проявлений не отмечалось.

Воды кунгурского комплекса приурочены к терригенным прослоям, залегающим в толще солей. Эти воды представляют собой хлоркальциевые рассолы (рапу) удельным весом 1,26 г/см<sup>3</sup>. Дебиты этих рассолов (рапы) колеблются от 5 до 200 м<sup>3</sup>/сут. Высокосолесодержащие притоки рапы крайне затрудняют проводку скважины.

*Триасовый комплекс.* Дебит вод из отложений этого комплекса обычно низки. В целом воды этого комплекса представляют собой рассолы хлоркальциевого типа. Удельный вес их составляет 1,19–1,22 г/см<sup>3</sup>, общая минерализация 5800–10800 мг-экв./л. Газонасыщенность варьирует в широких пределах от 50–100 до 800–1000 см<sup>3</sup>/л.

*Среднеюрский комплекс.* Дебиты вод из отложений этого комплекса колеблются от единиц до 300 м<sup>3</sup>/сут. Удельный вес их изменяется от 1,08 до 1,11 г/см<sup>3</sup>, общая минерализация составляет 5200–7500 мг-экв./л. По химическому составу воды относятся к рассолам хлоркальциевого типа.

*Верхнеюрско-аптский комплекс.* Дебиты вод комплекса незначительные, не превышают 18 м<sup>3</sup>/сут. Минерализация вод невысокая 1800–2264 мг-экв./л. По химическому составу они относятся к хлоркальциевым.

*Нижнеальпский комплекс.* Этот комплекс имеет повсеместное распространение. Дебиты вод на Астраханском своде из нижнего альба составляет 28,8–123 м<sup>3</sup>/сут.

Удельный вес колеблется в незначительных пределах: от 1,05 до 1,08 г/см<sup>3</sup>. Общая минерализация изменяется от 2300 до 5600 мг-экв./л. Воды минерализация изменяется от 2300 до 5600 мг-экв./л. воды представляют собой рассолы хлоркальциевого состава.

*Среднеальбско-верхнемеловой комплекс.* Этот комплекс приурочен к отложениям среднего и верхнего альба и карбонатным отложениям верхнего мела. Дебиты достигают 8,5 м<sup>3</sup>/сут. Удельный вес 1,05–1,09 г/см<sup>3</sup>. Общая минерализация достигает 4629 мг-экв./л. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

Палеогеново-неогеновый комплекс приурочен к песчаным резервуарам. По составу воды комплекса хлорнатриевые. Общая минерализация их достигает 7–40 г/л. Воды напорные, при самоизливе и при откачке эрлифтом получены дебиты до 30 л/с. Воды комплекса широко используются для хозяйственных целей, снабжения населенных пунктов и приготовления буровых растворов.

Четвертичный водоносный комплекс содержит водоносные горизонты, приуроченные к солям песков алевролитов. Общая минерализация достигает 1–30 г/л. Используются воды для хозяйственно-питьевых целей в крайне ограниченном количестве.

### Начальный состав пластовой системы

АГКМ по составу газа, аномально высокому пластовому давлению и, самое главное, по объёму разведанных запасов, является уникальным. Сырьевые запасы по категории С<sub>1</sub> составляют 2,43 трлн.м<sup>3</sup>.

Месторождение характеризуется высоким содержанием агрессивных компонентов в газе, его коррозионной активностью и токсичностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, снижением пластового давления, на отдельных участках до давления начала конденсации.

Газ АГКМ высокосернистый с содержанием сероводорода свыше 25 % объёмных, кроме того, в газе содержится сероокись углерода, меркаптановая сера, сероуглерод и СО<sub>2</sub>. Добываемая пластовая смесь находится в однофазном газообразном состоянии и недонасыщена тяжёлыми углеводородами. Давление начала конденсации около 40 МПа, содержание жидких углеводородов 260–275 г/м<sup>3</sup>. Плотность конденсата составляет 806–827 кг/м<sup>3</sup>. Из скважин вместе с газом может выноситься конденсационная вода, которая по своему составу относится в основном к хлоркальциевому типу с общей минерализацией до 10 г/дм<sup>3</sup>, плотностью до 1,005 г/см<sup>3</sup>, рН 4,1–5,9, при этом ВГФ в среднем по скважинам составляет до 15 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В скважинах с присутствием подшоленной воды в составе пластовой смеси более 50 % добываемая газожидкостная смесь может содержать до 250 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> смешанной воды, с минерализацией до 100 г/дм<sup>3</sup>, плотностью до 1,059 г/см<sup>3</sup>, рН 6,9.

Кроме того, в пластовой смеси могут содержаться:

- механические примеси;
- глинистый раствор;
- соляная кислота;
- метанол;
- ингибитор коррозии в конденсате;

Пластовая смесь АГКМ является крайне агрессивной и предъявляет особые требования к оборудованию и трубопроводам технологической обвязки.

Состав пластового газа приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав пластового газа АГКМ

Компоненты	Скважина № 8	Скважина № 72	Скважина № 84	Скважина № 97
1	2	3	4	5
Сероводород	26,21	25,04	30,02	25,74
Углекислый газ	13,10	12,22	16,25	13,40
Азот	0,41	0,18	0,51	0,42
Водород	0,01	0	0	0

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
Гелий	0,02	0,01	0,02	0,01
Аргон	–	–	–	–
Метан	50,58	53,79	48,07	51,89
Этан	3,32	3,47	0,78	2,88
Пропан	1,22	1,2	0,37	1,20
Изобутан	0,27	0,24	0,08	0,20
н-Бутан	0,51	0,44	0,25	0,47
Изопентан	0,28	0,21	0,15	0,23
н-Пентан	0,31	0,22	0,17	0,29
Гексаны	0,50	0,34	0,41	0,49
Гептан + высшие	3,26	2,67	2,92	2,78
Меркаптаны	–	–	–	–
Потенциал C <sub>5+</sub> на 1 м <sup>3</sup> газа сепарации	373,3	232,7	228,6	219,4

Пластовый газ характеризуется высокой температурой образования гидратов. Условия образования гидратов приведены в таблице 2.

**Таблица 2** – Условия образования гидратов метана на АГКМ

Давление, МПа	30,0	20,0	15,0	10,0	9,0	8,0	7,0	6,0
Температура гидратообразования, °С	31,0	30,0	29,0	28,0	27,8	27,4	27,0	26,5

Технологическая схема промысла включает в себя: эксплуатационные скважины, две установки предварительной подготовки газа (УППГ) 1-й очереди (№№ 1 и 2), четыре УППГ 2-й очереди (№№ 3А, 4, 6 и 9), промысловые технологические трубопроводы и коммуникации, систему ТМ/ТУ, систему продувки скважин (в подземные ёмкости или на амбар), систему обнаружения H<sub>2</sub>S на месторождении.

### **Характеристика осуществляемой системы разработки**

Объёмы добычи газа целиком определяются возможностями его переработки на ГПЗ, проектная мощность которого по газу сепарации составляет 12 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Анализ изменения пластового давления месторождения по площади и по годам свидетельствует о том, что дренированием охвачена вся разбуренная зона, а расположение добывающих скважин в центральной части залежи после 20 лет эксплуатации не привело к образованию застойных зон на её краевых участках, что позволяет рассматривать залежь как единую газодинамическую систему.

АГКМ введено в опытно-промышленную эксплуатацию в декабре 1986 года при начальном пластовом давлении 61,2 МПа и температуре 108–110 °С. В разработку вовлечена наиболее продуктивная центральная зона месторождения.

В 2007 году темп отбора пластового газа от утверждённых запасов категории В + С<sub>1</sub> составил 0,52 %, от дренируемых – 1,14 %. К началу 2014 года накопленный отбор пластовой смеси по месторождению составил 9,96 % от утверждённых запасов и 21,72 % от дренируемых.

Газоконденсатная система АГКМ при давлении 61,2 МПа и температуре 110 °С находится в парообразном состоянии, а переход в двухфазное (газожидкостное) состояние начинается при снижении давления до 38–42 МПа. На рисунке 3 представлена карта изобар АГКМ на начало 2013 года.

Результаты газоконденсатных исследований свидетельствует о стабилизации работы скважин и залежи в целом при давлении выше давления начала конденсации.

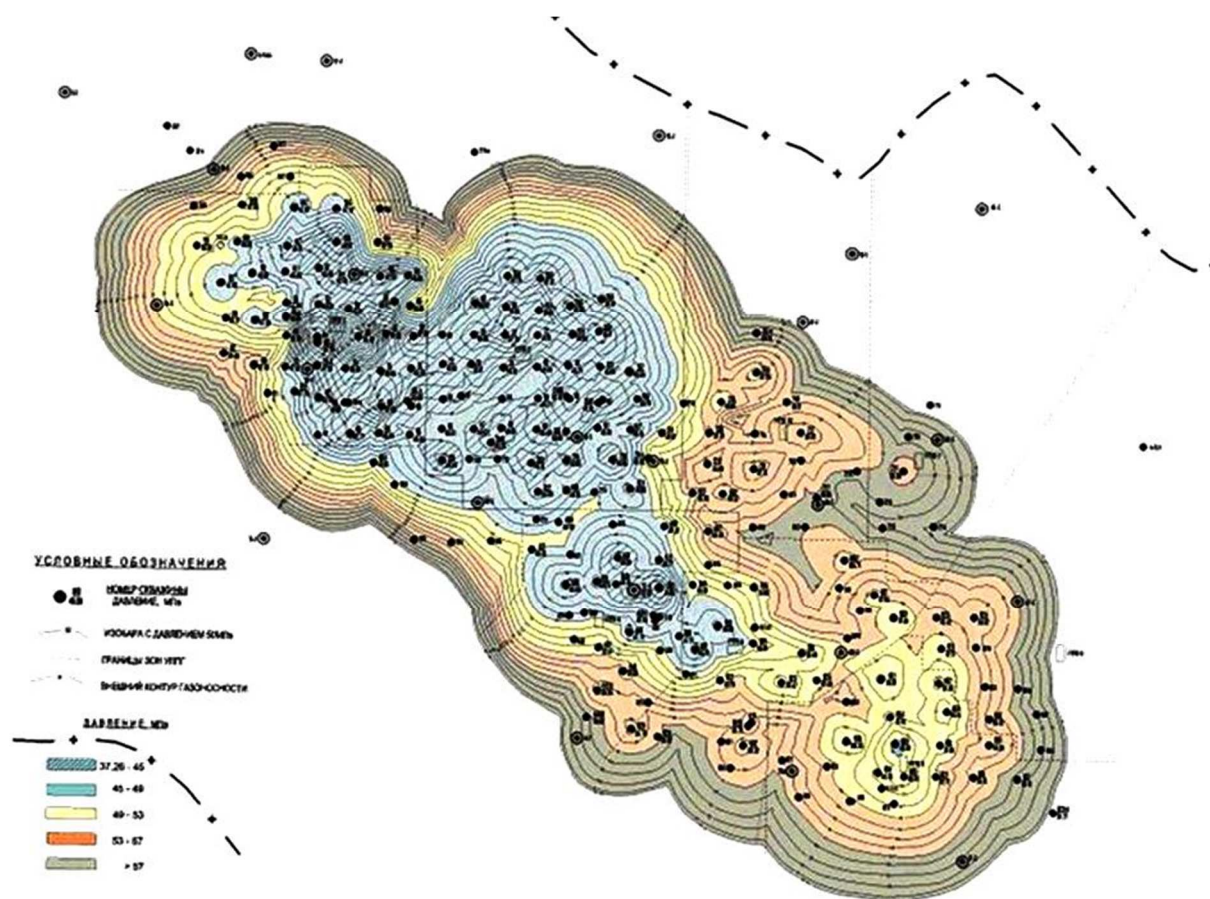


Рисунок 3 – Карта изобар Астраханского газоконденсатного месторождения по состоянию на 01.01.2013 г.

Одной из проблем, осложняющих процесс разработки АГКМ, является обводнение скважин. На данном этапе разработки установлено, что основные пути движения подошвенных вод в скважины следующие:

- в скважинах, вскрывших ГВК – подъем подошвенных вод по проницаемым породам призабойной зоны скважины, а также по цементному камню за колонной;
- в скважинах, не вскрывших ГВК – по трещиноватым проницаемым породам между ГВК и забоями скважин, а также по искусственным трещинам, созданным в процессе работ по интенсификации притока газа.

На рисунке 4 представлен фактический материал по текущему техническому состоянию скважин.

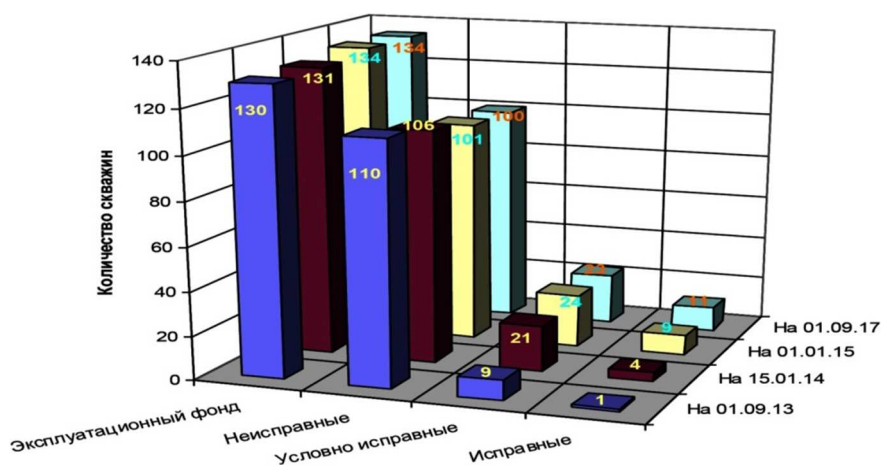


Рисунок 4 – Техническое состояние эксплуатационного фонда скважин Астраханского газоконденсатного месторождения

Контроль за обводнением скважин на АГКМ включает:

- наблюдения за изменением положения ГВК и отработкой продуктивной толщи по программам ГИС-контроля в наблюдательных и эксплуатационных скважинах;
- контроль обводнения при исследовании скважин на контрольном сепараторе (КС) с отбором проб воды на определение химического состава поступающей воды для определения их типа; зависимость определяемых параметров (рН среды, плотность, щелочность, хлорид-ион, сульфат-ион и катионы магния, кальция, натрия, калия, железа) от режимов работы;
- контроль изменения состава попутных вод в процессе разработки;
- контроль режима работы залежи.

Обводнённость продукции скважин АГКМ является одним из показателей разработки и используется в совокупности с другими критериями для обоснования режима работы залежи. Основной контроль за обводнением скважин осуществляется путём использования результатов газогидродинамических исследований (ГДИ) скважин и геохимических анализов проб попутной воды в продукции скважин, отобранных на контрольном сепараторе.

Воды, выносимые из скважин, представляют собой сложную смесь, в состав которой входят:

- собственно конденсационная вода, находящаяся в пластовых условиях в парообразном состоянии;
- остаточная (порово-капиллярная) вода, присутствующая в порах газового коллектора;
- фильтрат бурового раствора;
- продукты реакции соляной кислоты с карбонатными породами при проведении кислотной обработки.

По результатам ГИС-контроля за весь период эксплуатации месторождения ГВК находится в первоначальном положении.

Значения коэффициента начальной обводнённости продукции скважин находятся в пределах 0,8–1,2 %, однако по мере разработки месторождения, увеличивается влагонасыщенность пластовой смеси, и, следовательно, обводнённость продукции.

Таким образом, неизменное первоначальное положение ГВК, низкое значение обводнённости добываемой смеси, темп падения пластового давления, низкая удельная добыча газа сепарации подтверждают существование в залежи первоначального газового режима.

### **Характерные особенности проводки ранее пробуренных на данном участке скважин**

При проводке скважин в отложениях неогена, палеогена, мела, залегающих в широком диапазоне и имеющих в своем составе проницаемые пески, песчаники и известняки, наблюдались поглощения и увеличения удельного веса свыше 1,34 г/см<sup>3</sup>. В отложениях, отложенных в основном неустойчивыми аргиллитоподобными глинами, происходят осложнения ствола, связанные с осыпями и обвалами, усиленные кавернообразованием, сужения ствола скважины выпучивания пород и последующие обвалы их. В связи с этим отмечены недопуски технических колонн до проектной глубины.

Особую сложность в бурении представляет солевая толща, которая снабжена галитом с включениями пропластков бишофита, карналлита и сильвинита и чередованием пропластков слабосцементированных песчаников, алевролитов, склонных к интенсивному вспучиванию и обвалам, перемятых ангидритов с включением крупнокристаллических солей, алевролитов, быстро разрушавшихся в технической минерализованной воде и фильтрате бурового раствора, превращаясь в илистую массу.

Коагуляция бурового раствора при вскрытии линзообразных залежей пластовых вод (рапы) с АВПД проходит с падением удельного веса» вязкости и повышения водоотдачи. Происходит расслоение глинистого раствора с выделением свободной воды и выпадением твёрдой фазы в осадок.

Из-за пересыщения пластовой воды (рапы) солями при водопроявлениях выносятся мелкие кристаллики соли, образуя в стволе скважины соляные пробки.

Локальный характер водопроявлений (рапопроявлений) и результаты химического анализа пластовых вод говорят о линзообразном распространении их залежей в межсолевых отложениях.

Данные по рапопроявлениям с АВПД говорят о том, что привязать залежи рапы к каким-либо определённым глубинам и отложениям кунгурского яруса не представляется возможным, что, по-видимому, связано с различным проявлением соляного тектогенеза.

Обращает на себя внимание ограниченный дебит пластовой воды (4–6 м<sup>3</sup>/сут.) и сравнительно быстрое падение дебита при «разрядке» скважин, работающих с большими дебитами.

Аномальность пластовых давлений линзообразных залежей рапы различна и составляет от 0,145 до 0,233 кгс/см<sup>2</sup> на 1 м.

Большие трудности встречаются при проводке скважин, когда они попадают в линзообразную залежь с АВПД, близким к горному, с дебитом, превышающим 12–15 м<sup>3</sup>/сут.

Проводка скважин в отложениях карбона (башкирский ярус) осложняется газопроявлениями с АВПД и повышенным содержанием сероводорода в газах, пластовой воде и породах. Отмечены прихваты бурильного инструмента за счёт давлений в системе «пласт – скважина» и коагуляционного воздействия сероводорода на глинистый раствор.

### **Температурная характеристика разреза**

Геотермическая характеристика Астраханского месторождения получена в результате изучения геотермального градиента по скважине № 1 Пионерской, где он равен 500–1000 м – 3,34 °С, 1000–1500 м – 2,5 °С, 3000–3500 м – 2,04 °С. Среднее его значение равно 2,9 °С/100 м. В подсолевых отложениях градиент равен 0,75 °С/100 м.

Это подтверждает замеры температур. Пластовые температуры по стратиграфическим комплексам будут равны:

- неогеновые + четвертичные отложение – до 23,3 °С;
- палеогеновые – от 23,3 °С до 33,2 °С;
- меловые – от 33,2 °С до 49,8 °С;
- юрские – от 49,8 °С до 58,5 °С;
- триасовые – от 58,5 °С до 68,1 °С;
- верхнепермские – от 68,1 °С до 70,3 °С;
- кунгурские – от 70,3 °С до 107,3 °С;
- сакмаро-артинские – от 107,3 °С до 107,8 °С;
- каменноугольные (продуктивные) – от 107,8 °С до 110 °С.

### **Пластовые и устьевые давления**

Пластовые и устьевые давления, которые ожидаются при бурении скважины, приведены в таблице 3.

**Таблица 3** – Пластовые и устьевые давления при бурении скважины

Интервал	Пластовые давления кгс/см <sup>2</sup>		Коэффициент аномальности
	в кровле интервала	в подошве интервала	
0–400	0	44	1,1
400–800	44	80	1
800–2000	80	240	1,2
2000–3850	240	639,1	1,66
3850–4100	639,1	643,7	1,57

### **Возможные осложнения**

Исходя их опыта проводки скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении и в своде в целом, возможны осложнения следующего характера:

0–1100 – при увеличении плотности промывочной жидкости более 1,34 г/см<sup>3</sup> могут наблюдаться поглощения в интервале 260–560 м. Возможности газопроявления в интервале 140–350 м Рпл (1,1–1,2) Ргд.

1100–2000 м – возможны обвалы стенок скважины, кавернообразования, сужение стенок скважины при несоблюдении параметров бурового раствора и рецептуры обработки. Возможны нефтегазоводопроявления в меловых и юрских отложениях с  $P_{пл} = 1,2 \cdot P_{гд}$ .

2000–3810 м – возможны сужения ствола скважины в интервале залежей солей и рапопроявления с АВПД и текучесть солей в интервале 2800–3800 м.

3810–4100 м – возможны газопроявления с наличием  $H_2S$ , а также прихваты бурильного инструмента.

### **Обоснование интервалов отбора керна**

Продуктивные карбонатные отложения Астраханского газоконденсатного месторождения по площади и разрезу характеризуются неодинаковыми физическими, емкостными и литологическими свойствами. В проектируемых скважинах эти горизонты предусматривается вскрыть в интервалах 3905–3925 м, 4025–4035 м и 4095–4100. По этим интервалам и начинается отбор керна.

Суммарная проходка с отбором керна составляет 35 м. Вынос керна должен составлять не менее 60 %. В процессе работ по мере корректировки разреза интервала отбора керна и его количество будут уточняться.

### **Обоснование конструкции скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении**

Конструкция скважины выбрана на основании анализа опыта проводки скважины на Ширяевской, Аксарайской, Светлошаринской и ряде других площадей Нижне-Волжского ТГУ объединения «Нижневолжскнефть», ПО «Астрахантьгазпром», а также с учётом опыта крепления скважин в объединениях «Ставропольгазпром», «Кубаньгазпром» и зарубежного опыта крепления скважин в условиях высокой сероводородной и углекислотной агрессии, а также протокола технического совещания по рассмотрению конструкции скважин на Астраханском ГКМ от 8 июля 1982 года, утверждённого 13 июля 1982 года заместителем министра газовой промышленности И. Агапчевым.

Шахтовое направление 720 мм спускается на глубину 5 м с целью перекрытия неустойчивых песчаных насосов и предупреждения размыва устья в начале бурения. Шахтовое направление бетонируется в шахте, имеющей размеры 2,8×3,0×1,8 м.

Направление 630 мм спускается на сварке на глубину 50 м с целью крепления неустойчивых четвертичных отложений, предупреждения проседания фундаментов буровой установки и недопущения грифонообразования в процессе бурения под кондуктор. Направление цементируется до устья.

Кондуктор 426 мм спускается на глубину с целью перекрытия верхней неустойчивой части разреза, изоляции и предупреждения загрязнения эксплуатируемые водных горизонтов, а также водоносных пластов, имеющих выход на поверхность, в бассейн реки Волги, для перекрытия склонных к поглощениям неогеновых отложений и для установки противовыбросового оборудования при бурении под первую промежуточную колонну. Кондуктор цементируется до устья.

Первая промежуточная колонна 324 мм спускается на глубину 2000 м, глубина спуска колоны должна обеспечивать перекрытие и изоляцию надсолевых отложений, характеризующихся поглощениями бурового раствора в отложениях верхнего мела и байосских песчаниках юры, а также перекрытие и изоляцию склонных к обвалам отложений мела, юры, триаса. После спуска колонны устье оборудуется противовыбросовым оборудованием для обеспечения безопасного прохождения зон АВПД при бурении под вторую промежуточную колонну. Колонна спускается двумя секциями: 2000–1100 м, 1100–0 и цементируется на всю длину до устья.

Вторая промежуточная колонна 244,5 мм спускается на глубину 3850 м. Башмак колонны должен быть установлен в подошве сакмаро-артинского яруса по данным промежуточного каротажа. Глубина спуска колоны должна обеспечивать перекрытие второй совместимой по условиям бурения зоны, включающей в себя сакмаро-артинские отложения и хемогенных породы, кунгурского яруса.

Необходимость спуска второй промежуточной колонны до кровли башкирского яруса карбона обусловлена следующим:

- созданием благоприятных условий вскрытия продуктивных горизонтов с минимальными нарушениями естественной проницаемости пород;



- перекрытием интервалов гомогенных «текучих» пород и зон возможных рапопроявлений;
- исключением возможности возникновения аварийных ситуаций в стволе скважины при разбуривании продуктивных отложений с аномально высокими пластовыми давлениями осложнений в высокоагрессивной газожидкостной среде;
- увеличения сопротивления смятию эксплуатационной колонны в зоне рапопроявлений и залеганий пластичных пород в результате создания составной крепи.

Колонна спускается одной секцией и цементируется на всю длину до устья.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 4100 м с целью перекрытия сакмаро-артинских и каменноугольных отложений для опробования объектов продуктивной части разреза, определения оптимальных параметров работы скважины и в дальнейшем – для эксплуатации газоконденсатной залежи башкирского яруса. В соответствии с проектом опытно-промышленной эксплуатации месторождения оптимальный диаметр эксплуатационной колонны является диаметр обсадных труб 177,8 мм.

Спуск колонны проектируется одной секцией с подъемом цемента до устья. Цементирование колонны осуществить в две стадии с установкой двухступенчатой муфты на глубине 3750 м.

Примечание: Глубины спуска промежуточных и эксплуатационных колонн уточняются после проведения геофизических исследований.

### Конструкции скважин

Отличительными особенностями АГКМ являются: наличие мощной толщи солей и пачек пород, требующих различные технологические условия их проходки, содержание в пластовой смеси агрессивных кислых компонентов – сероводорода и углекислого газа, высокие начальное пластовое давление и температура на глубине 4000 м. Специфические горно-геологические условия определили необходимость применения сложной конструкции скважины, перекрывающей несовместимые зоны, высокопрочных труб, специальных растворов и технологий, позволяющих преодолевать возникающие осложнения, которые просматриваются по всему разрезу. Список осложнений на АГКМ представлен в таблице 4. Кроме того, продуктивный интервал на 80–90 % перекрыт неперфорированным хвостовиком НКТ, что ограничивает доступ к верхней и средней части интервала, что, например, вынуждает проводить обработку ПЗП через нижнюю часть интервала с подъемом жидкости обработки по затрубному пространству вдоль всего пласта.

Таблица 4 – Осложнения при проводке скважин на АГКМ

Виды осложнений	Отложения
Поглощения раствора	четвертичные, неоген
	юра, триас, пермь
	филипповские
	продуктивные
Сужение ствола, рапопроявления	кунгурские
	соль
Нефтегазопроявления	четвертичные и неоген
	пермо-триасовые
	филипповские

За время освоения АГКМ апробированы многочисленные буровые растворы и технологии для преодоления осложнений и определены оптимальные. В качестве промывочной жидкости широкое распространение получили минерализованные сероводородостойкие растворы для вскрытия хомогенных отложений, глинистый – для бурения терригенных отложений и раствор на кислоторастворимой твёрдой фазе для вскрытия продуктивных отложений. Предупреждение течения солей осуществлялось выбором необходимой плотности раствора с учётом пластических характеристик кунгурских отложений.

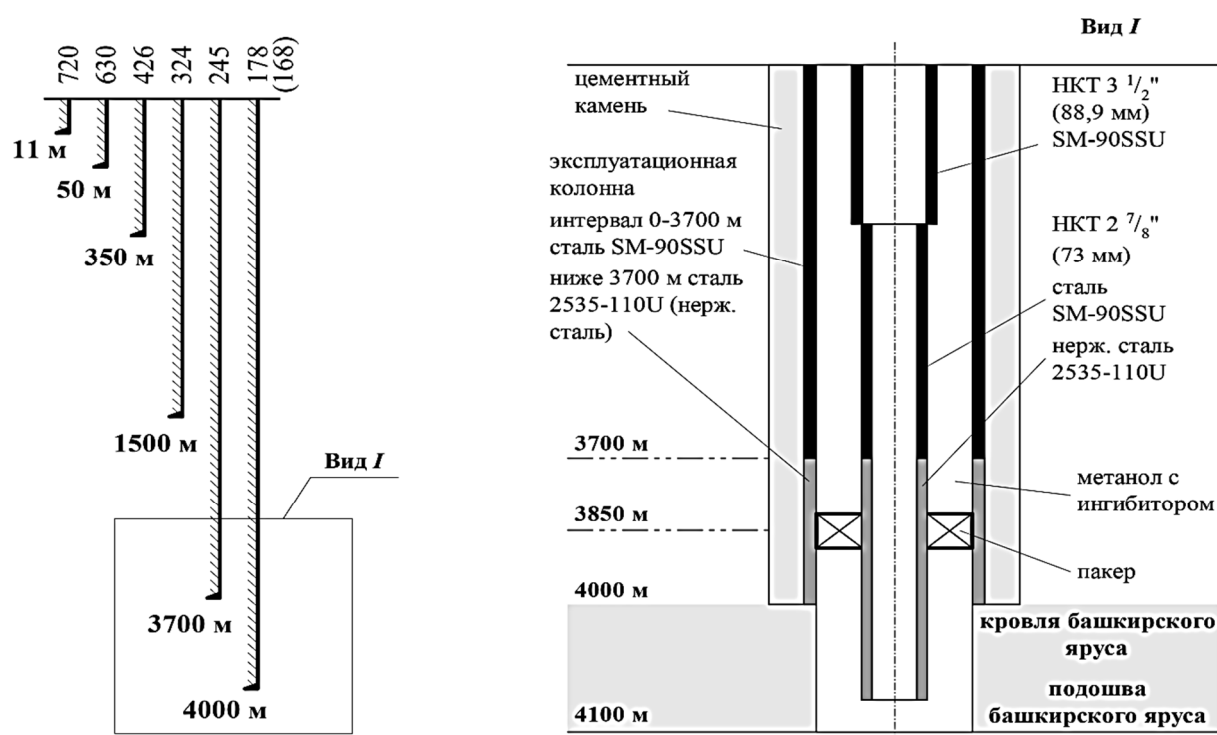
На Астраханском своде выделяются 3 типа разрезов по глубине погружения и мощности соленосных толщ, по градиентам пластового давления:

- первый тип разреза соответствует сводам соляных куполов при мощности галогенных отложений более 1200 м;
- второй – характерен для склонов куполов при мощности соленосных пород 700–1000 м;
- третий – в межкупольных мульдах.

Для первых двух типов разрезов предусматривается отдельное перекрытие терригенной части с установкой башмака промежуточной колонны диаметром 324 мм в кровле солей. С целью обеспечения надёжности устья и управления рапопроявлением колонна собирается из высокопрочных обсадных труб. В третьем типе разреза спуск колонны диаметром 324 мм обусловлен необходимостью перекрытия неустойчивых пород, флюидопроявляющих пластов и обеспечения надежного устья.

Вторая промежуточная колонна во всех случаях спускается в кровлю сакмаро-артинских отложений. Эксплуатационная колонна из высокопрочных труб перекрывает сакмаро-артинские отложения. При проявлениях филипповского горизонта эксплуатационная колонна перекрывает его. Ствол скважины оставляют не перекрытым до кровли пород-коллекторов десятой пачки. Материальное исполнение эксплуатационных колонн предусматривается с учётом коррозионного воздействия агрессивных компонентов пластовой смеси.

На рисунке 5 приведена схема конструкции новых скважин Астраханского газоконденсатного месторождения с открытым стволом в интервале башкирского яруса.



**Рисунок 5** – Схема конструкции новых скважин Астраханского газоконденсатного месторождения с открытым стволом в интервале башкирского яруса

Для повышения качества цементирования рекомендуется применять следующие мероприятия и материалы:

1. Технологические:
  - двухступенчатое прямое цементирование с использованием муфт ступенчатого цементирования;
  - расширители из-под первой промежуточной колонны (324 мм) с целью увеличения кольцевого зазора между 244,5 мм колонной и стенкой скважины до 40–45 мм.
2. Тампонажные материалы с дифференцированными сроками загустевания и схватывания:

- пластифицированные тампонажные системы с малыми усадочными деформациями на основе портландцемента класса «G» по АНИ и ГОСТ 1581-96, включающие применение тампонажных смесей высокой сероводородстойкости в сочетании с кремнийорганикой и фосфоновыми комплексонами, позволяющих снизить водоцементный фактор на 16–34 % без ухудшения реологических свойств раствора;
- расширяющиеся тампонажные композиции на основе шлаков и высококальциевых зол, превосходящие по прочностным показателям (особенно по прочности сцепления с колонной) стандартные цементы для интервала 4100–3000 м;
- цементно-солевые смеси на основе портландцемента класса «G» по АНИ и ГОСТ 1581-96, затворённые на солёном растворе (рассоле) для интервала солевых отложений.

Наряду с вышеизложенным включаются мероприятия по повышению качества крепления, предусмотренные «Регламентом на крепление скважин на АГКМ».

В обвязке устья скважины используется Y-образная фонтанная арматура, рассчитанная на давление 70,0 МПа, у которой центральная и боковые задвижки – пневмоприводные и связаны с автоматикой безопасности. Для глушения скважины предусмотрена задавочная линия, которая оборудована обратными клапанами и вынесенным за пределы площадки скважины фланцем для подсоединения задавочного агрегата.

Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) оснащается подземным оборудованием (ПО), которое включает в себя: пакер, циркуляционный клапан (ЦК) на части скважин, оправка ингибиторного клапана (ИК), компенсатор-удлинитель (на части скважин), гидравлический или механический клапан-отсекатель.

Пакер устанавливается выше интервала перфорации эксплуатационной колонны и служит для разобщения затрубного пространства и продуктивного пласта с целью защиты эксплуатационной колонны от воздействия агрессивной пластовой смеси.

Затрубное пространство заполняется раствором ингибитора коррозии, который через ИК впрыскивается в трубное пространство.

### Освоение скважин

Освоение скважин производится в соответствии с установленными регламентами и методикой.

На НКТ устанавливается пакер, глубина и место в каждом конкретном случае регламентируются индивидуальным планом по освоению скважины с учётом его установки на 30–40 м выше интервала обработки.

После спуска НКТ проводят операции по комплексной обработке пласта соляной кислотой и последующей очисткой продуктов реакции промывкой метанолом, водой с добавлением сульфанола. Методы испытания скважин представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Методы испытания скважин на АГКМ

Интервал испытания, м		Вызов притока		ГДИ	
от (верх)	до (низ)	метод	депрессия на пласт, МПа	тип флюида	количество режимов исследований
3850	4020	смена бурового раствора на воду, обработанную 5 %-ным раствором сульфанола	до 15	газ, газоконденсат	2
		смена воды на раствор ингибитора коррозии в дизельном топливе (РИК-5)			
		СКО с использованием ГНКТ с последующей отработкой до чистого газа			

### Выводы

АГКМ является сложным для освоения месторождением углеводородов. Трещиноватый карбонатный пласт-коллектор состоит из 96–98 % кальцита и 1–4 % доломита. Аномально высокое пластовое давление (до 61,2 МПа) и высокая пластовая

температура (110–116 °С) осложняют разработку месторождения. Фильтрационно-емкостные свойства коллектора можно оценить как крайне низкие: пористость составляет 6,7–12,4 %, проницаемость – 0,2–8,5 мД. Специфические горно-геологические условия (продуктивная толщина до 200 м, глубина залегания кровли продуктивных отложений 4100 м), а также высокое содержание кислых компонентов в составе пластового газа (содержание H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> до 32 % и 21 % соответственно) определили необходимость применения сложной конструкции скважины.

Таким образом, основные характеристики месторождения подтверждают необходимость проведения мероприятий по увеличению газоотдачи пласта.

### Литература

1. Стандарт предприятия ООО «Газпром добыча Астрахань» : СТП 05780913.16.2-2006 «Интенсификация притока газа. Организация работ».
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. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений : учебное пособие по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». – М. : Недра, 1989. – 333 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. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2002. – 296 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
12. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
13. Савенок О.В., 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. 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 молодежной 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.
16. 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 молодежной 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>
17. 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.
18. 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.

19. 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.
20. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
21. Березовский Д.А., Савенок О.В. Особенности борьбы с гидратами природных газов при разработке месторождений (на примере Северо-Ставропольского месторождения) / Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2016. – Ч. 2. – С. 29–44.
22. 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.
23. 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.
24. 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.
25. Еламская К.С. Оценка системы и технологии разработки Астраханского газоконденсатного месторождения // Успехи современной науки и образования. – 2016. – Т. 3. – № 7. – С. 123–127.
26. Ещенко Ю.Г. Организация геологоразведочных работ по освоению Астраханского газоконденсатного месторождения / Сборник статей Всероссийской научной конференции с международным участием «Российская нефть: история и современность» (27 ноября 2015 года, г. Сургут). – Сургут : Издательство ООО «Курганский Дом печати», 2016. – С. 170–180.
27. Жирнов Р.А., Дербенев В.А., Люгай А.Д. Перспективы обратной закачки в пласт кислых газов для повышения эффективности разработки месторождений (на примере Астраханского ГКМ) // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 1 (81). – С. 32–39.
28. 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.
29. Сокерина Н.В., Зыкин Н.Н., Шанина С.Н. Условия образования вмещающих пород и жильных образований продуктивных отложений Астраханского газоконденсатного месторождения // Доклады Академии наук. – 2019. – Т. 484. – № 1. – С. 83–86.
30. Сухин А.А., Шиян С.И. Анализ методов борьбы с гидратами на Астраханском газоконденсатном месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 383–392.
31. Халед Г.Э., Алмамедов Я.Л., Серебрякова В.И. Геоэкологическое и геохимическое распределение газа и конденсата на Астраханском месторождении // Геология, география и глобальная энергия. – 2013. – № 1 (48). – С. 077–085.
32. Шляхтин М.П., Шаймаков А.Б., Быстрова И.В. Результаты освоения верхнефранкостурнейского нефтегазового комплекса Астраханского газоконденсатного месторождения / Материалы XI Всероссийской научно-практической конференции «Географические науки и образование» (23 марта 2018 года, г. Астрахань). – Астрахань : ФГБОУ ВПО «Астраханский государственный университет». – 2018. – С. 103–105.

## References

1. Standard of Gazprom dobycha Astrakhan : STP 05780913.16.2-2006 «Intensification of gas inflow. Work Organization».
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Zakirov S.N. Theory and design of development of gas and gas condensate fields: a training manual on the specialty «Development and operation of oil and gas fields». – M. : Nedra, 1989. – 333 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 Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Lapuk B.B. Theoretical Foundations of Natural Gas Deposits Development. – Moscow-Izhevsk : Institute for Computer Research, 2002. – 296 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, Exploration, and Exploitation of Oil and Gas Fields : a training manual. – Novochoerkassk : JRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2017. – 326 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a manual. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
12. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
14. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
15. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of technological solutions at the final stage of exploitation of gas fields in the 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.
16. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., and Savenok O.V. Development of a method for predicting the composition of reservoir rocks in gas fields at the final stage based on the methods of interdisciplinary modeling / Collection of scientific papers of the I All-Russian Molodechno-Scientific 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>
17. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Analysis of the complications at the gas fields exploitation at the final stage and development of the method for prediction of the collector rocks state on the basis of the interdisciplinary modeling methods // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2014. – № 1. – P. 26–34.
18. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies accepted at the final stage of gas fields exploitation // GeoEngineering. – 2014. – № 2 (22) summer 2014. – P. 86–89.
19. Berezovsky D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of establishment of conditions of occurrence of factors of pre-beach complications // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
20. 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.
21. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Features of hydrate control of natural gases in the development of fields (by the example of the North-Stavropolskoye field) / Collection of articles of the scientific information center «Znaniye» on the materials of the XX International Scientific Conference «Development of Science in the XXI Century» by correspondence. (December 13, 2016, Kharkov). – Kharkov : Scientific Information Center «Znanie», 2016. – Part 2. – P. 29–44.
22. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of the multiplate field development // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
23. 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»: a collection of scientific papers (October 26–27, 2018, Tashkent). Section 4: Geology, Mining and Metallurgy. – P. 153–154.
24. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
25. Elamskaya, K.S. Estimation of system and technology of Astrakhan gas-condensate field development // Uspekhi modern science and education. – 2016. – Vol. 3. – № 7. – P. 123–127.
26. Eschenko Y.G. Organization of geological exploration for the development of the Astrakhan gas condensate field // Collection of articles of the All-Russian scientific conference with international participation «Russian oil: history and modernity» (November 27, 2015, Surgut). – Surgut : Publishing House LLC «Kurgan Press House», 2016. – P. 170–180.
27. Zhirnov R.A., Derbenev V.A., Lyugai A.D. Prospects of back injection into the layer of acidic gases to improve the efficiency of field development (on the example of the Astrakhan gas condensate field) // Science and technology in the gas industry. – 2020. – № 1 (81). – P. 32–39.

28. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental investigations of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // Proc. of Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
29. Sokerina N.V., Zykin N.N., Shanina S.N. Conditions for the formation of host rocks and housing formations of productive deposits of the Astrakhan gas condensate field // Reports of the Academy of Sciences. – 2019. – Vol. 484. – № 1. – P. 83–86.
30. Sukhin A.A., Shiyan S.I. Analysis of methods of hydrate control at Astrakhan gas condensate field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 383–392.
31. Khaled G.E., Almamedov Ya.L., Serebryakova V.I. Geoecological and geochemical distribution of gas and condensate at Astrakhanskoye field // Geology, geography and glo-bal'naya energy. – 2013. – № 1 (48). – P. 077–085.
32. Shlyakhtin M.P., Shaymakov A.B., Bystrova I.V. Results of development of the Upper oil and gas complex of the Astrakhan gas condensate field / Proceedings of the XI All-Russian Scientific and Practical Conference «Geographic Sciences and Education» (March 23, 2018, Astrakhan). – Astrakhan : FSBEI HPE «Astrakhan State University». – 2018. – P. 103–105.

УДК 622.276

## АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ КРАСНОВСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



### ANALYSIS OF THE CURRENT STATUS AND CONTROL OF DEVELOPMENT OF THE KRASNOVSKOYE GAS AND OIL FIELD

**Шиян Станислав Иванович**

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

**Березовский Денис Александрович**

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

**Шелест Дмитрий Алексеевич**

заместитель генерального директора  
по общим вопросам и связям с общественностью,  
ООО «СТАРСТРОЙ»  
d.a.shelest@mail.ru

**Шутов Дмитрий Васильевич**

инженер по планированию ремонта  
и обслуживанию оборудования,  
Интегрированный комплекс  
по добыче природного газа и конденсата,  
подготовке сжиженного газа,  
отгрузке СПГ и газового конденсата  
Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения  
ПАО «НОВАТЭК» ООО «ЯМАЛ СПГ»  
dm-shutov72@inbox.ru

**Аннотация.** В статье проведён анализ текущего состояния и контроль за разработкой Красновского газонефтяного месторождения. Описаны основные проектные решения по разработке месторождения. Выполнен анализ применения МУН пластов и интенсификации добычи нефти (анализ результатов воздействия на пласты через добывающие скважины; анализ результатов воздействия на пласты через нагнетательные скважины). Рассмотрен контроль за разработкой Красновского месторождения промыслово-гидродинамическими и геофизическими методами.

**Ключевые слова:** основные проектные решения по разработке месторождения; анализ текущего состояния разработки месторождения; анализ применения МУН пластов и интенсификации добычи нефти; анализ результатов воздействия на пласты через добывающие скважины; анализ результатов воздействия на пласты через нагнетательные скважины; контроль за разработкой месторождения промыслово-гидродинамическими и геофизическими методами.

**Shiyan Stanislav Ivanovich**

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor of department  
«Equipment of oil and gas fields»,  
Kuban state technological university  
akngs@mail.ru

**Berezovskiy Denis Aleksandrovich**

deputy chief,  
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»  
Kanevskoe gas field management  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Shelest Dmitriy Alekseevich**

Deputy General Director,  
General Issues & PR  
«STARSTROI» LLC  
d.a.shelest@mail.ru

**Shutov Dmitry Vasilievich**

Planning engineer maintenance department,  
Integrated facility for production,  
processing, liquefaction, LNG and  
gas condensate loading from the South  
Tambeyskoye gas and condensate field  
«NOVATEK» PJSC «Yamal LNG» LLC  
dm-shutov72@inbox.ru

**Annotation.** The article analyzes the current state and control over the development of the Krasnovskoye gas and oil field. The main design solutions for the field development are described. The analysis of the application of enhanced oil recovery methods of reservoirs and stimulation of oil production (analysis of the results of stimulation of reservoirs through production wells; analysis of the results of stimulation of reservoirs through injection wells). Control over the development of the Krasnovskoye field by production-hydrodynamic and geophysical methods is considered.

**Keywords:** basic design solutions for field development; analysis of the current state of field development; analysis of the application of enhanced oil recovery methods of reservoirs and stimulation of oil production; analysis of the results of stimulation of reservoirs through production wells; analysis of the results of stimulation of reservoirs through injection wells; control over the development of the field by production hydrodynamic and geophysical methods.



## Основные проектные решения по разработке

Красновское газонефтяное месторождение открыто в 1982 году и введено в промышленную эксплуатацию в 2000 году. Красновское месторождение расположено в центральной части Сургутского свода и объединяет локальные поднятия Карьяунское, Таплорское, Куншанское, Красновское, Сапоркинское и Мильтонское. В пластах АС<sub>4</sub> и ЮС<sub>2</sub> выявлены залежи нефти, в пластах АС<sub>9</sub>, АС<sub>8</sub> и АС<sub>7</sub>, кроме нефтяных залежей, выявлены нефтяные залежи с газовыми шапками.

Нефти Красновского месторождения тяжёлые, вязкие, смолистые, парафинистые, сернистые.

В 2004 году была составлена технологическая схема и утверждена ЦКР. В настоящее время разработка месторождения ведётся на основании работы «Дополнение к технологической схеме разработки Красновского месторождения» со следующими принципиальными положениями:

- выделение четырёх эксплуатационных объектов – АС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub>, АС<sub>9</sub> и ЮС<sub>2</sub>;
- на южной залежи объекта АС<sub>8-9</sub> применяется трёхрядная и площадная девятиточечная система с расстоянием между скважинами 500 м, на Красновском и Мильтонском поднятии организация очагового заводнения;
- на северной залежи применение площадной девятиточечной системы с расстоянием между скважинами 400 м, организацией барьерного заводнения;
- по слабонефтенасыщенным и низкопроницаемым пластам АС<sub>4</sub> и АС<sub>7</sub> эксплуатация существующим фондом и возврат обводнившихся скважин нижних объектов;
- по объекту ЮС<sub>2</sub> продолжение опытно-промышленной эксплуатации двух элементов площадной пятиточечной и девятиточечной системы с расстоянием между скважинами 400 м.

Запасы нефти Красновского месторождения утверждены в ГКЗ России в следующем объёме:

- балансовые запасы нефти по категории В + С<sub>1</sub> – 269511 тыс. тонн;
- извлекаемые запасы нефти – 74680 тыс. тонн.

С начала разработки отобрано 14073 тыс. тонн нефти, это составляет 18,8 % от начальных извлекаемых запасов. Темп отбора от НИЗ – 2,6 %, от ТИЗ – 3,2 %. Среднегодовая обводнённость добываемой продукции 67,1 %.

В 2012 году месторождение вышло на стадию стабилизации добычи нефти.

В 2009–2010 гг. произведён пересчёт балансовых запасов и ТЭО КИН Красновского месторождения, которые были представлены на рассмотрение в ГКЗ РФ с коэффициентами нефтеизвлечения по пластам АС<sub>4</sub>, АС<sub>5-6</sub>, АС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub> и ЮС<sub>2</sub> – 0,05, по основному объекту разработки АС<sub>9</sub> – 0,245 при условии соглашения о разделе продукции (СРП). ГКЗ не согласилась с представленными расчётами по утверждённым запасам пластов АС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub> и АС<sub>9</sub> и оставила их на прежнем уровне: АС<sub>7</sub> – категория запасов С<sub>1</sub> – 0,284, С<sub>2</sub> – 0,185, АС<sub>8</sub> соответственно 0,28 и 0,29, АС<sub>9</sub> – 0,3 по категории В + С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>, хотя за 8 лет произошло ухудшение геологического строения пластов и изменение экономической ситуации в стране.

Разбуривание низкопродуктивных пластов АС<sub>7</sub> и АС<sub>8</sub> самостоятельной сеткой скважин экономически нецелесообразно, рентабельная эксплуатация их возможна возвратным фондом скважин пласта АС<sub>9</sub> при разновременном вводе и нерегулярной системе разработки, что резко снижает коэффициент нефтеизвлечения.

По вновь представленным пластам АС<sub>4</sub>, АС<sub>5-6</sub> и ЮС<sub>2</sub> коэффициенты нефтеизвлечения были приняты экспертным путём по категории запасов С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> на уровне 0,1.

Балансовые и извлекаемые запасы нефти и газа утверждены ГКЗ РФ в целом по месторождению по категории В + С<sub>1</sub> – 269511 тыс. тонн, по категории С<sub>2</sub> – 50077 тыс. тонн, извлекаемые соответственно 74680 и 10649 тыс. тонн, т.е. уменьшились по сравнению с 2002 годом: балансовые категории В + С<sub>1</sub> на 53254 тыс. тонн (16,5 %), категории С<sub>2</sub> на 14750 тыс. тонн (22,8 %); извлекаемые соответственно на 20724 тыс. тонн (21,7 %) и 4321 тыс. тонн (28,9 %).

Действующий проектный документ, на основании которого в настоящее время осуществляется разработка месторождения, – «Проект разработки Красновского месторождения».

Основные проектные решения и технологические показатели:

- 1) максимальные проектные уровни:
  - добычи нефти – 2488 тыс. тонн (2018 год);
  - добычи жидкости – 15686 тыс. тонн (2034 год);
  - закачки воды – 18182 тыс. м<sup>3</sup> (2030 год);
  - ресурсов газа – 793 млн м<sup>3</sup> (2019 год);
- 2) выделение четырёх эксплуатационных объектов – АС<sub>4</sub>, АС<sub>7</sub>, АС<sub>8+9</sub>, ЮС<sub>2</sub>;
- 3) дальнейшая реализация систем разработки:
  - по объекту АС<sub>8+9</sub> – применение на южной залежи трёхрядной и площадной девятиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 500 м, на северной залежи – площадной девятиточечной с расстоянием между скважинами 400 м с барьерным заводнением, бурение боковых горизонтальных стволов;
  - по объекту АС<sub>7</sub> – избирательная система разработки с бурением боковых горизонтальных стволов на пласт АС<sub>7</sub> из скважин объекта АС<sub>8+9</sub>;
  - по объекту АС<sub>4</sub> – избирательная система разработки с бурением боковых горизонтальных стволов из пяти скважин объекта АС<sub>8-9</sub> и перевод под закачку одной скважины;
  - по объекту ЮС<sub>2</sub> – продолжение опытно-промышленной разработки на Мильтонской площади с избирательной системы разработки, по Таплорской площади – применение пятиточечной системы разработки с бурением 12 горизонтальных скважин и с бурением горизонтальных боковых стволов из 4 добывающих скважин;
  - для вовлечения в разработку залежи пласта АС<sub>9</sub> – бурение бокового горизонтального ствола длиной 250 м из ликвидированной разведочной скважины № 61Р, для перевода залежи пласта АС<sub>7</sub> в категорию С<sub>1</sub> и оценки добывных возможностей – бурение бокового горизонтального ствола длиной 205 м из разведочной скважины № 30Р, по результатам эксплуатации боковых стволов №№ 30Р и 61Р пробурить элемент утверждённой и реализованной на ближайших площадях девятиточечной системы разработки плотностью сетки 25 га/скв. (8 добывающих и 1 нагнетательной скважины);
- 4) фонд скважин всего – 1070, в том числе добывающих – 661 (из них 14 горизонтальных), нагнетательных – 238, специальных – 82 (8 контрольных, 54 пьезометрических и 20 водозаборных), резервных – 89; бурение 113 скважин, в том числе 12 добывающих, 12 нагнетательных и 89 резервных;
- 5) по всем объектам разработки применение методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи:
  - бурение боковых стволов по всем эксплуатационным объектам;
  - ГРП, кислотные и комбинированные ОПЗ, депрессионные методы, закачка ВУС и гидродинамические методы;
  - перевод скважин, выполнивших своё проектное назначение, на другие объекты;
- 6) способ эксплуатации – механизированный (УЭЦН и УШГН);
- 7) давление на устье нагнетательных скважин: для объектов группы АС – 13 МПа; ЮС<sub>2</sub> – 18 МПа;
- 8) для целей ППД – использование сточных вод и апт-альб-сеноманского водоносного комплекса.

С даты постановки запасов, принятых при проектировании, на Государственный баланс, работу считать проектом разработки без ограничения срока действия.

Проектный документ «Анализ разработки Красновского месторождения» выполнен на запасы углеводородов, находящихся на Государственном балансе на 01.01.2020 г., которые соответствуют принятым при проектировании.

### **Анализ текущего состояния разработки Красновского месторождения**

Красновское газонефтяное месторождение открыто в 1982 году и введено в промышленную эксплуатацию в 2000 году. Эксплуатируются следующие объекты:

- совместно газонефтяные пласты АС<sub>8</sub> + АС<sub>9</sub>;
- слабонефтенасыщенный, низкопродуктивный пласт АС<sub>7</sub>;
- несколько отдельных скважин на пласты АС<sub>4</sub> и ЮС<sub>2</sub>.

В 2012 году месторождение вышло на стадию стабилизации добычи нефти.

Добыча нефти в отчётном 2019 году по месторождению составила 2841,5 тыс. тонн при проектной 2809,2 тыс. тонн (таблица 1). По состоянию на 01.01.2020 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин – 682, нагнетательных – 186.

На 01.01.2020 г. с начала разработки отобрано 28531,6 тыс. тонн нефти или 40,0 % от начальных извлекаемых запасов. Темп отбора от НИЗ – 4 %. Среднегодовая обводнённость добываемой продукции 82,8 %. Добыча жидкости составила 16506,9 тыс. тонн (26,3 % от добычи по НГДУ) (рис. 1) при проектной 14200,4 тыс. тонн.

Средний дебит нефти действующей скважины – 12,7 тонн/сут., жидкости – 74 тонн/сут., что значительно выше проектных значений.

В 2019 году с целью поддержания пластового давления было закачано 15153,9 тыс. м<sup>3</sup> воды, текущая компенсация отбора закачкой – 73,7 %, накопленная – 89,9 %.

Бурение основного фонда скважин практически закончено. Ведётся бурение скважин на сочленении Красновского и Лянторского месторождений. С начала года на месторождении введена 1 новая добывающая скважина с годовой добычей нефти 0,504 тыс. тонн, что составило 0,02 % всей добычи месторождения, средний дебит нефти составил 10,0 тонн/сут. Добывные возможности новых скважин, пробуренных за последние годы, гораздо хуже, чем у тех, которые бурились на основной залежи.

*Пласт АС<sub>7</sub>* является вторым по запасам на месторождении. В 2019 году добыто 53,9 тыс. тонн нефти при проектной 70,3. Основная причина отставания от проекта – плохие коллекторские свойства пласта (проницаемость 31 мД). Пласт АС<sub>7</sub> эксплуатируется 71 добывающей и 12 нагнетательными скважинами. Средний дебит жидкости 10,3 тонн/сут., нефти 2,5 тонн/сут. Пласт характеризуется низкой начальной нефтенасыщенностью (менее 50 %), в порах содержится рыхлосвязанная вода. Поэтому с начала эксплуатации скважины работают с высоким процентом воды, обводнённость в 2019 году 75,6 % при отборе от НИЗ – 0,4 %. Пластовое давление по пласту АС<sub>7</sub> ниже начального на 7,3 атм. и составляет 195,7 атм.

По результатам бурения и эксплуатации скважин на начальном этапе разработки дальнейшее разбуривание пласта АС<sub>7</sub> было признано нецелесообразным. Однако числящиеся запасы с коэффициентом нефтеотдачи 0,011 заставляют испытывать различные методы интенсификации притока.

В 2019 году различные ГТМ были проведены на 34 скважинах (41 % эксплуатационного фонда) с технологической эффективностью 8,7 тыс. тонн (16,1 % всей добычи пласта).

Все традиционные методы интенсификации притока на этом пласте испытаны.

Самым эффективным методом повышения нефтеотдачи по пласту АС<sub>7</sub> является ГРП. В 2019 году ГРП проведён на четырёх скважинах, получен средний прирост дебита нефти 5,7 тонн/сут. и дополнительная добыча 6,3 тыс. тонн, что составляет 11,7 % от добычи в целом по пласту. Работы на скважинах пласта АС<sub>7</sub> будут продолжены – в 2020 году запланирован ГРП на двух скважинах.

Боковые стволы на пласт АС<sub>7</sub> пробурены в трёх скважинах (2014 год – 1 скважина, 2016 год – 2 скважины). Все они расположены в типичных для данного пласта зонах. Длина бокового ствола – 240–340 м. Эксперимент нельзя признать успешным. Наряду с увеличением дебита жидкости на всех скважинах произошло увеличение обводнённости. Дебиты нефти увеличились незначительно и не достигли рентабельных величин. Эффективность не выше, чем от ГРП, который стоит значительно дешевле, поэтому в 2019 году резрезка боковых стволов не проводилась.

*Объект АС<sub>8-9</sub>* является основным объектом разработки и обеспечивает 97,6 % всей добычи нефти месторождения. В 2019 году было добыто 2772,8 тыс. тонн нефти (проект – 2724,3 тыс. тонн) и 16259,8 тыс. тонн жидкости при проектном уровне 13923 тыс. тонн. С начала разработки отобрано 27844,2 тыс. тонн нефти (49,2 % НИЗ). Обводнённость добываемой продукции – 82,9 %. Фонд добывающих скважин – 646, при проектном – 679, фонд нагнетательных скважин – 177, при проектном – 168.

Пласт АС<sub>9</sub> имеет 4 газовых шапки; около 65 % площади занимают водонефтяные зоны.

Таблица 1 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки Красноярского месторождения за 2019 год

№№ п/п	Показатели	АС <sub>4</sub>		АС <sub>7</sub>		АС <sub>8+9</sub>		ЮС <sub>2</sub>		ИТОГО	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти за год, тыс. тонн	3,8	3,7	70,3	53,9	2724,3	2772,8	10,8	11,1	2809,2	2841,5
2	Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	49,6	47,0	541,9	522,6	27832,0	27844,2	116,1	117,8	28542,0	28531,6
3	Добыча газа за год, млн. м <sup>3</sup>	0,200	0,164	16,2	5,154	636,400	711,813	0,500	0,544	653,300	717,675
	в т.ч. из газовой шапки	–	–	13,0	2,729	513,800	587,036	–	–	526,800	589,765
4	Коэффициент нефтеотдачи, доли ед.	0,020	0,022	0,010	0,011	0,150	0,146	0,010	0,008	0,110	0,113
5	Фонд Добывающих скважин, шт.	2	1	74	71	679	646	9	9	722	682
	в т.ч. нагнетательные										
	в отработке	–	–	–	2	51	56	–	–	52	52
6	Средний дебит по нефти, тонн/сут.	7,6	10,4	3,1	2,5	12,8	12,6	3,7	3,9	11,7	12,7
7	Средний дебит по жидкости, тонн/сут.	24,7	17,7	10,8	10,3	65,2	73,7	8,2	6,9	59,4	74,0
8	Обводнённость продукции, %	69,2	41,2	70,9	75,6	80,4	82,9	54,5	43,3	80,2	82,8
9	Добыча жидкости в поверхностных условиях, тыс. тонн	12,4	6,2	241,2	221,3	13923,0	16259,8	23,8	19,6	14200,4	16506,9
10	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	–	–	348,6	194,2	17008,0	14959,7	–	–	17356	15153,9
11	Компенсация текущая, %	–	–	106,2	77,9	100,3	81,5	–	–	100,1	73,7
12	Компенсация накопленная, %	–	–	173,9	148,7	96,7	89,1	2,2	3,4	97,7	89,9
13	Темп отбора от НИЗ, %	1,8	1,7	0,5	0,4	4,8	4,9	0,4	0,8	3,9	4,0
14	Отбор от НИЗ, %	23,8	22,3	4,2	4,0	49,1	49,2	4,1	8,1	39,2	40,0
15	Фонд нагнетательных скважин, шт.	–	–	8	12	168	177	–	–	175	186
	в том числе под закачкой	–	–	7	10	148	160	–	–	158	170
16	Ввод новых скважин, шт.	–	–	–	–	27	1	–	–	32	1
17	Дебит нефти по новым скважинам, тонн/сут.	–	–	–	–	28,1	3,6	–	–	25,7	3,6
18	Дни работы 1 новой скважины, сут.	–	–	–	–	160	142	–	–	160	142

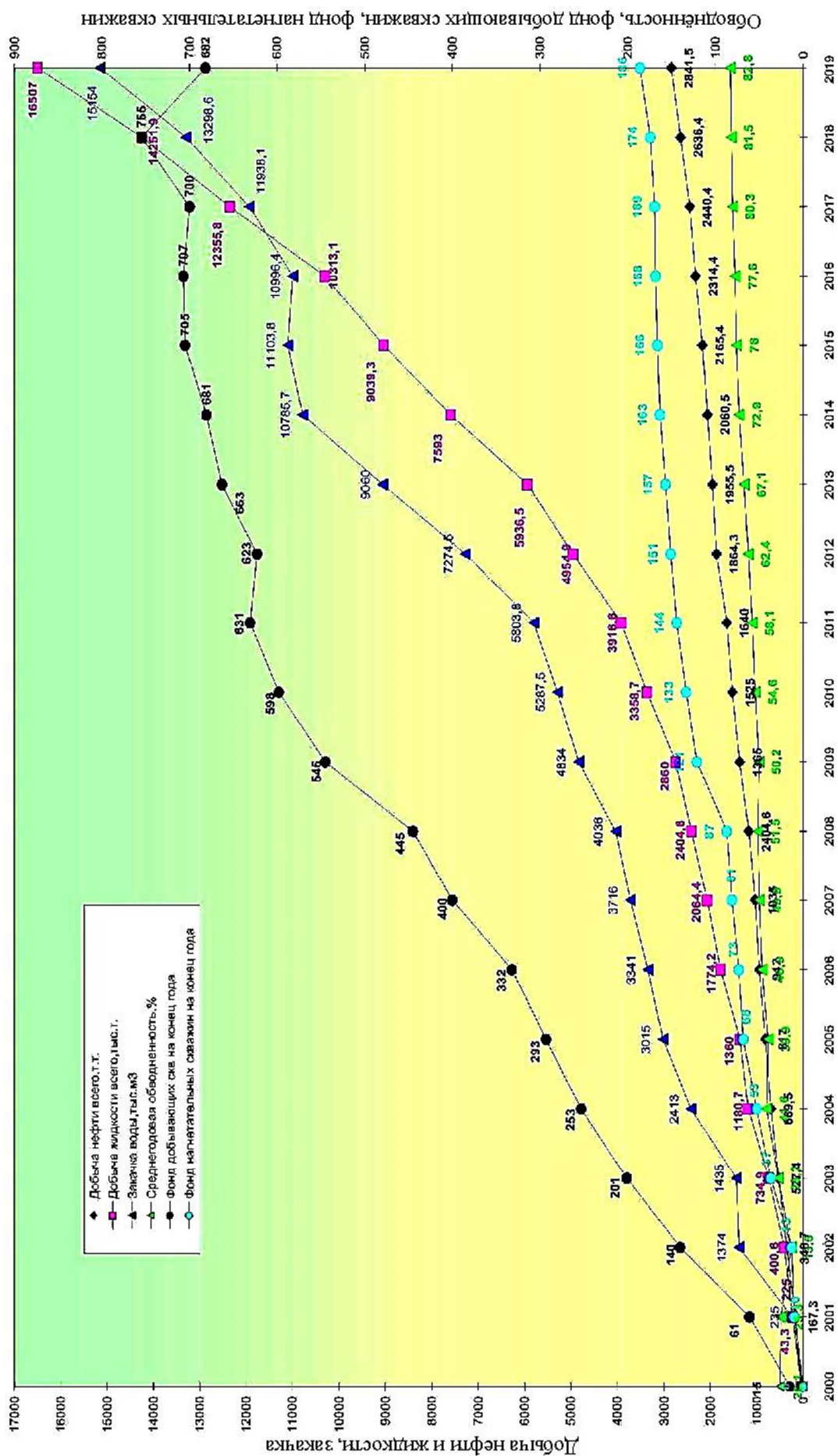


Рисунок 1 – Показатели разработки Краснодарского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г.



Эти два фактора – высокая обводнённость и ВГФ – осложняют эксплуатацию скважин, приводят к необходимости проведения большого объёма работ по изоляции водо- и газоперетоков (в 2019 году подобные работы были проведены на 13 скважинах). Кроме того, повышенное значение давления насыщения (145 атм.) и близкое расположение ГНК не позволяет создавать высокие депрессии на пласт, поэтому высокие динамические уровни и низкие дебиты при эксплуатации механизированных скважин далеко не всегда являются признаком неоптимального режима работы скважин.

Особенно это касается северной части, где добывается 62,8 % нефти и 60,9 % общей добычи газа месторождения. Всего с начала разработки с высоким газовым фактором работало 154 скважины, в настоящее время в работе находится 79 скважин, 13 скважин находятся в бездействии, 15 – в консервации и контрольно-пьезометрическом фонде по причине высокого газового фактора.

Энергетическое состояние залежей нормальное. Пластовое давление по пласту АС<sub>9</sub> в северной и южной части незначительно ниже первоначального.

Накопленная компенсация отбора закачкой по Красновскому месторождению по состоянию на 01.01.2020 г. составляет 89,1 % (проект – 96,7 %). Не достижение проектного уровня компенсации объясняется окончательно несформированной системой заводнения, т.к. дебиты нефти намеченных под нагнетание скважин находятся на высоком уровне (до 40 тонн/сут.). Существенного снижения пластового давления при этом не происходит. Вместо запроектированной девятиточечной системы принято решение перейти на трёхрядную систему разработки.

С целью поддержания проектных уровней добычи нефти на Красновском месторождении проводилось большое количество ГТМ. Из физико-химических методов в наибольшем количестве представлены кислотные методы.

Для выравнивания профиля приёмистости и перераспределения потоков нагнетаемой воды на месторождении широкое применение нашли методы воздействия на пласты при помощи различных композиций полимеров.

Наиболее эффективными оказались обработки СС<sub>2</sub> (КМЦ + БГ + ПАВ) со средним приростом суточной добычи 35,5 тонн/сут. Неплохие результаты получены по закачке бесполимерных эмульсионных составов. От закачки эмульсионных составов получена дополнительная добыча 5,5 тыс. тонн, прирост суточной добычи достигает 28,2 тонн/сут. с коэффициентом успешности 1,0 и продолжительностью эффекта в среднем 195 сут.

Боковые горизонтальные стволы в 2019 году пробурены в 33 скважинах, получена дополнительная добыча нефти – 364,7 тыс. тонн, средний прирост на 1 скважину составил 72 тонн/сут., в том числе на трёх скважинах пробурены ответвления, средний прирост дебита нефти 83,8 тонн/сут. Работы будут продолжены в 2020 году, намечено бурение 33 горизонтальных стволов, в т.ч. в подгазовой зоне.

По улучшению состояния разработки месторождения необходимо провести следующие мероприятия:

- 1) обеспечить достоверный замер скважин с высоким газовым фактором;
- 2) продолжить проведение опытно-промышленных работ по определению эффективных методов выравнивания профилей приёмистости по пласту АС<sub>9</sub>;
- 3) обеспечить равномерность закачки в северной части месторождения;
- 4) реализовать программу по регулированию и ограничению непроизводительных отборов газа;
- 5) продолжить опытные работы по бурению боковых стволов с горизонтальным участком в подгазовой и водонефтяной зонах.

### **Анализ применения МУН пластов и интенсификации добычи нефти**

В течение длительного времени эксплуатации скважин происходит ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны пласта (в результате попадания в пласт солевого раствора при глушении скважин, выпадения асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) и др.).

Кроме того, высокая доля запасов нефти приурочена к низкопроницаемым коллекторам, нефтегазовым залежам с обширными подгазовыми зонами, водонефтяным

зонам залежей – так называемые трудноизвлекаемые запасы. Эксплуатация скважин, расположенных в зонах с трудноизвлекаемыми запасами, осложняется низкими дебитами и приёмистостью скважин, высокой обводнённостью и высоким газовым фактором.

Для восстановления продуктивности добывающих и приёмистости нагнетательных скважин на Красновском месторождении применялись различные технологии воздействия на призабойную зону пласта. К ним относятся ОПЗ химреагентами, депрессионные, вибрационные методы, перестрелы продуктивных интервалов и другие методы, приводящие к увеличению продуктивности скважины.

Для оценки целесообразности проведения работ и определения дальнейших перспектив повышения нефтеотдачи пластов был проведён анализ эффективности реализации методов повышения нефтеотдачи пластов на Красновском месторождении за период 2015–2019 гг.

За анализируемый период (2015–2019 гг.) на месторождении проведено 703 ГТМ по добывающим и 416 по нагнетательным скважинам с целью повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Преобладающее количество мероприятий приходится на обработку призабойных зон пласта, направленное на улучшение их фильтрационных характеристик. ОПЗ проводились с применением кислот и их комбинаций с другими реагентами. Проводились работы по изоляции пласта, перестрелам и изоляции заколонных перетоков. С целью увеличения нефтеотдачи пластов проводились закачки химреагентов в нагнетательные скважины (ВУС, ПАВДС, ПДС и др.). За период 2015–2019 гг. за счёт применения методов воздействия дополнительно добыто в целом по месторождению 3616,318 тыс. тонн нефти.

#### ***Анализ результатов воздействия на пласты через добывающие скважины***

На добывающем фонде скважин Красновского месторождения за период 2015–2019 гг. проведено 642 операции без ГРП.

Расчёты технологической эффективности применения методов проводились на автоматизированном комплексе, методически основанном на РД 153-39.1-004-96.

Технологический эффект от применения различных воздействий на пласт по годам включает в себя всю дополнительно добытую нефть от каждого метода, независимо от переходящего на следующий год эффекта, на дату его проведения, что позволяет оценить общую эффективность МУН и ОПЗ в зависимости от даты воздействия и состояния разработки залежи.

В результате проведения 703 скважино-операций за период 2015–2019 гг. дополнительно добыто 3040,7 тыс. тонн нефти, прирост – 5,4 тонн/сут. Наибольшая технологическая эффективность от проведения воздействий на пласт через добывающие скважины в последние 5 лет (2015–2019 гг.) достигнута при применении следующих технологий:

- щелочно-кислотное воздействие (прирост 5,6 тонн/сут.);
- СКО (прирост 7,5 тонн/сут.);
- перевод на вышележащий горизонт (прирост 10,2 тонн/сут.);
- перфорация на кислоте (прирост 7,1 тонн/сут.) и др.

#### ***Анализ результатов воздействия на пласты через нагнетательные скважины***

В нагнетательных скважинах Красновского месторождения за период 2015–2019 гг. использовались технологии ОПЗ, технологии по физическому воздействию на пласт, изоляционные технологии, технологии закачки среднеобъёмных оторочек химических реагентов. За этот период было проведено 416 скважино-операций.

Результаты оценки технологической эффективности воздействий на пласт через нагнетательные скважины: в результате проведения 416 скважино-операций за период 2015–2019 гг. дополнительно добыто 2464 тыс. тонн, среднесуточный прирост составляет 12,6 тонн/сут. Продолжительность эффекта в среднем 403 сут.

Наибольшая технологическая эффективность от проведения воздействий на пласт через нагнетательные скважины за последние 5 лет (2015–2019 гг.) достигнута при применении следующих технологий:

- закачка ЭДС (прирост 33,1 тонн/сут.);
- закачка ПАВДС (прирост 19,1 тонн/сут.);
- закачка эмульсионных оторочек (прирост 20,8 тонн/сут.);
- ВУС (прирост 13 тонн/сут.);
- ГКО (прирост 16,9 тонн/сут.);
- дострел пласта (прирост 11,5 тонн/сут.).

На основе анализа методов восстановления продуктивности и приёмистости скважин отдельно по пластам необходимо отметить низкую эффективность их применения на объектах АС<sub>4</sub>, АС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub> и ЮС<sub>2</sub>. На этих объектах предлагается испытать щелочные, щелочно-кислотные и кислотные ОПЗ, объёмные кислотные обработки.

По пласту АС<sub>9</sub> эффективность всех применяемых методов по обработке призабойной зон добывающих и нагнетательных скважин находится на среднем уровне и планируется к применению на перспективу.

### **Контроль за разработкой Красновского месторождения промыслово-гидродинамическими и геофизическими методами**

Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений представляет собой систему промысловых, физико-химических, гидродинамических и геофизических исследований и осуществляется в целях:

- 1) оценки эффективности принятой системы разработки залежи в целом и отдельных технологических блоков;
- 2) получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию.

Виды, объёмы и периодичность исследований скважин определены согласно «Регламенту проведения контроля за разработкой нефтяных и нефтегазовых месторождений» промыслово-гидродинамическими методами» (1999 г.).

Рассмотрены запланированные объёмы работ и фактическое выполнение промыслово-гидродинамических исследований на Красновском месторождении за 2019 год. В целом по количеству операций план промыслово-гидродинамических исследований в 2019 году выполнен. В тоже время следует отметить невыполнение плана по замерам пластового давления в пьезометрических и фонтанных скважинах. Данное обстоятельство вызвано проведением мероприятий по сокращению пьезометрического фонда. Отмечается невыполнение плана по замерам забойного давления, КВД, ИК фонтанных скважин. Невыполнение плана исследований фонтанных скважин связано со сложностью подготовки скважин к замерам (особенно в зимнее время), высокими устьевыми давлениями в ряде скважин, невозможностью прохода глубинных приборов в НКТ из-за отложений парафина. В 2019 году на Красновском месторождении продолжена эксплуатация программного комплекса «Альфа-гидродинамика» в лаборатории гидродинамики ЦНИПР и продолжено построение карт изобар в автоматическом варианте.

По нефтяным и нагнетательным скважинам объём исследований в целом выполнен. При этом собственными геофизическими партиями НГДУ выполнено 42 % от всех проведённых исследований за год. Не выполнен план по определению профиля приёмистости нагнетательных скважин (план – 45, факт – 37), так как в связи с проведением большого количества ремонтно-изоляционных работ при КРС партии были задействованы на проведении исследований по ОТСЭК (план – 32, факт – 44 скважины).

Ниже приведены мероприятия, направленные на улучшение работ по контролю за разработкой:

1. Подготовить скважины для глубинных исследований в соответствии с планом работ на 2021 год.
2. Обеспечение индивидуального учёта добываемой воды с водозаборных скважин. Оборудование всех водозаборных скважин для гидродинамических исследований.



3. Обеспечение 100 % охвата замерами давления нагнетания на скважинах ППД, оборудованных штуцерами.

4. Замер дебита газа установкой АСМА-Т на всех скважинах, работающих с высоким газовым фактором.

5. Строгое выполнение программы исследований скважин по контролю за ГНК и ВНК согласно утверждённой опорной сети и графику исследования контрольных скважин.

### Выводы

Развитие системы разработки с учётом выявляемых особенностей геологического строения отдельных пластов и особенностей процесса выработки запасов обусловило формирование во времени сложной, разнообразной по плотности и рядности системы разработки с законтурным и внутриконтурным, рядным и очаговым заводнением. В ходе эксплуатации основных объектов выявилась необходимость решения целого комплекса вопросов, связанных с особенностями процесса выработки запасов по отдельным пластам. Поэтому бурение боковых стволов будет одним из наиболее целесообразных методов влияния на нефтеотдачу пластов и повышение конечного коэффициента нефтеотдачи.

### Литература

1. Технологическая схема разработки Красновского месторождения. – Тюмень, 2019.
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 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. 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., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
8. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
13. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Технично-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.
14. Еловых П.Ф., Нескоромных В.В. Анализ и совершенствование технологии забуривания новых направлений в открытом стволе скважины с опорой на искусственный забой // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 85–92.
15. Куликов С.В. Капитальный ремонт скважин резкой боковых стволов // Нефть. Газ. Новация. – 2011. – № 12 (155). – С. 71–75.
16. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности резки боковых стволов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 73–99.
17. Мойса Н.Ю. [и др.]. Некоторые рецептуры и технология приготовления буровых растворов, применяемых при бурении вторых стволов на Самотлорском месторождении // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар: СКО ИА РФ, 2000. – Вып. 9. – С. 299–301.

18. 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.
19. Савенок О.В. [и др.]. Оценка перспективности бурения боковых горизонтальных стволов и совершенствования системы разработки на турнейском объекте Черновского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 123–141.
20. Шиян С.И., Березовский Д.А. Анализ экономической и технологической эффективности эксплуатации боковых стволов на Красновском газонефтяном месторождении // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 3. – С. 26–37.

### References

1. Technological scheme of Krasnovskoye deposit development. – Tyumen, 2019.
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 : Publishing House – South, 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 : Prosveshchenie-Yug LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface Overhaul of Oil and Gas Wells in 4 Volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012-2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Oil and gas wells completion» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
7. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of Oil and Gas Sverdlovins. Science and practice : monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical basics of oil and gas births development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration, and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novochoerkassk : JRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squagin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
13. Dobrochasov A.I., Popova Zh.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions to improve the efficiency of drilling lateral horizontal shafts in the fields of Western Siberia // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
14. Elovkyh P.F., Neskoromnykh 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.
15. Kulikov S.V. Well workover by sidetracking // Oil. Gas. – 2011. – № 12 (155). – P. 71–75.
16. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects for the development of the Samburg oil and gas condensate field. Features of sidetracking // Science. Techni-ca. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 3. – P. 73–99.
17. Moisa N. Yu. [et al.]. Some recipes and technology for preparing drilling muds used for second hole drilling in the Samotlor field // Collection of scientific papers «Hypotheses, Search, Projections». Krasnodar : UKO IA RF, 2000. – Episode. 9. – P. 299–301.
18. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Sidetrack drilling as method of oil recovery enhancement in oil wells // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 206–208.
19. Savenok O.V. [et al.]. Estimation of Perspectivity of Drilling of Sidetrack Horizontal Wells and Improvement of Development System on Turney Object of Chernovskoye Deposit // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 2. – P. 123–141.
20. Shiyan S.I., Berezovsky D.A. Economic and technological efficiency analysis of the side shaft ex-lutation at Krasnovskoye gas and oil field // Science and technology in gas industry. – 2020. – № 3. – P. 26–37.

УДК 622.243.27

## ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА КРАСНОВСКОМ ГАЗОНЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



## EQUIPMENT AND TECHNOLOGY OF SIDE STREAM CONSTRUCTION ON THE KRASNOVSKOYE GAS AND OIL FIELD

### Шиян Станислав Иванович

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

### Березовский Денис Александрович

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

### Шелест Дмитрий Алексеевич

заместитель генерального директора  
по общим вопросам и связям с общественностью,  
ООО «СТАРСТРОЙ»  
d.a.shelest@mail.ru

### Шутов Дмитрий Васильевич

инженер по планированию ремонта  
и обслуживанию оборудования,  
Интегрированный комплекс  
по добыче природного газа и конденсата,  
подготовке сжиженного газа,  
отгрузке СПГ и газового конденсата  
Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения  
ПАО «НОВАТЭК» ООО «ЯМАЛ СПГ»  
dm-shutov72@inbox.ru

**Аннотация.** В статье показано, что одним из наиболее прогрессивных и эффективных методов повышения нефтеотдачи в последнее время является бурение боковых стволов из старых скважин. Бурение боковых стволов дешевле стоимости строительства новых скважин. Кроме увеличения производительности скважин, бурение боковых стволов с горизонтальным входом в пласт позволяет отбирать углеводороды из коллекторов малой толщины, ранее не охваченных разработкой. Многоствольные разветвления из существующих скважин улучшают условия вскрытия продуктивного пласта. Небольшие локальные залежи нефти могут быть вскрыты скважинами с большими отходами от вертикали, в том числе и многоствольными. Кроме того, при наличии газовой шапки или подстилающей воды (или того и другого вместе), горизонтальные скважины дают значительный прирост извлекаемых запасов.

**Ключевые слова:** назначение, оборудование и конструкция скважин; разрез скважины и типы боковых стволов; оборудование, применяемое при строительстве боковых стволов; конструкция технологической оснастки для спуска

### Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor of department  
«Equipment of oil and gas fields»,  
Kuban state technological university  
akngs@mail.ru

### Berezovskiy Denis Aleksandrovich

deputy chief,  
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»  
Kanevskoe gas field management  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

### Shelest Dmitriy Alekseevich

Deputy General Director,  
General Issues & PR  
«STARSTROI» LLC  
d.a.shelest@mail.ru

### Shutov Dmitry Vasilievich

Planning engineer maintenance department,  
Integrated facility for production,  
processing, liquefaction, LNG and  
gas condensate loading from the South  
Tambeyskoye gas and condensate field  
«NOVATEK» PJSC «Yamal LNG» LLC  
dm-shutov72@inbox.ru

**Annotation.** The article shows that one of the most progressive and effective methods of enhanced oil recovery in recent years is the drilling of sidetracks from old wells. Sidetracking is cheaper than the cost of new well construction. In addition to increasing the productivity of wells, drilling sidetracks with horizontal entry into the formation makes it possible to extract hydrocarbons from thin reservoirs that were not previously covered by development. Multilateral branching from existing wells improves the conditions for opening the productive formation. Small local oil deposits can be penetrated by wells with extended vertical reach, including multilateral wells. In addition, in the presence of a gas cap or underlying water (or both), horizontal wells provide a significant increase in recoverable reserves.

**Keywords:** purpose, equipment and well design; well section and types of sidetracks; equipment used in the construction of sidetracks; design of technological equipment for running the hanger and

подвески и цементирование «хвостовика» диаметром 102 мм; порядок сборки «хвостовика» диаметром 102 мм; подъемные агрегаты, используемые при строительстве второго ствола.

cementing the «liner» with a diameter of 102 mm; procedure for assembling a «liner» with a diameter of 102 mm; lifting units used in the construction of the second borehole.

## Назначение, оборудование и конструкция скважин

По назначению выделяют следующие скважины:

- добывающие – нефтяные и газовые, предназначенные для добычи нефти, газа и попутной воды;
- нагнетательные – служащие для нагнетания в пласт воды, пара, газа и различных растворов;
- специальные – используемые для выполнения специальных работ и исследований (контрольные, пьезометрические, водозаборные и т.д.).

Оборудованием скважины называют все те части её конструкции, которые обеспечивают отбор продукции (закачку воды) в надлежащем режиме, проведение всех технологических операций в процессе эксплуатации и предотвращают появление фонтанов.

Обычно различают подземное и наземное оборудование скважин. Наземное (устьевое) оборудование включает арматуру, устанавливаемую на устье, подземное (скважинное) – оборудование ствола скважины.

Совокупность данных, характеризующих диаметр пробуренной скважины на разных глубинах, количество, диаметр и длину обсадных колонн, спущенных в скважину, а также интервалы пространства за колоннами, заполненные цементным кольцом, называется конструкцией скважины. Выбор конструкции скважины производится с учётом геологической характеристики разреза, их назначения, способа эксплуатации. Ниже на рисунке 1 приводится схема наиболее характерной конструкции скважин Красновского месторождения.

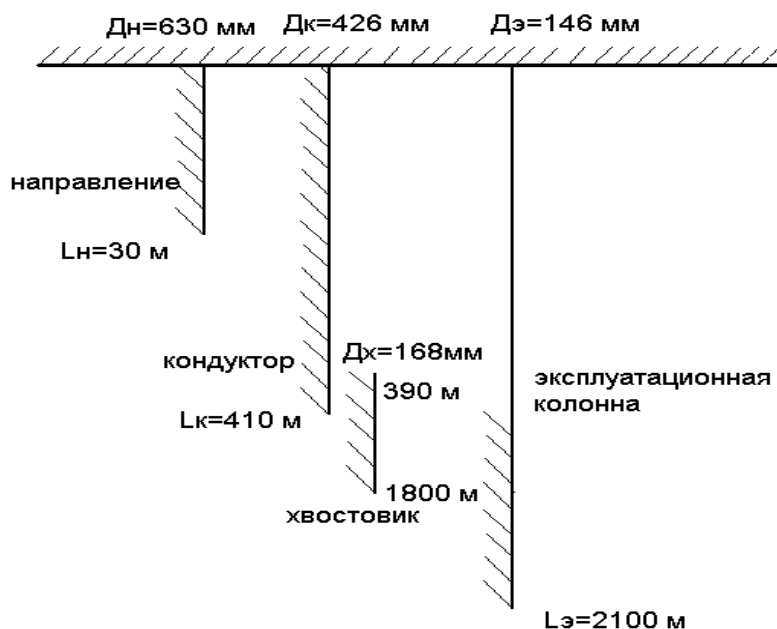


Рисунок 1 – Типовая конструкция скважины Красновского месторождения

Конструкции добывающих и нагнетательных скважин представлены в таблице 1. Направление спускается на глубину 30 м и для предотвращения загрязнения верхних горизонтов и размыва устья и цементируется до устья.

Кондуктор  $D_k = 245$  мм спускается на глубину 500 м для добывающих скважин, и 700 м – для нагнетательных. Цементируется до устья. Служит для перекрытия верхних неустойчивых пород, предотвращения осыпей и прихвата инструмента при бурении.

Таблица 1 – Конструкция добывающих и нагнетательных скважин на Красновском месторождении

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Интервал установки колонны по стволу скважины		Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм	Изготовление обсадных труб	Характеристика трубы		
		от верха, м	До низа, м			номинальный наружный диаметр обсадных труб, мм	тип соединения (нормативный, ОТТМ, ОТТГ, ТО, ТБО и др.)	максимальный наружный диаметр соединения, мм
Добывающие скважины								
1	направление	0	30	630,0	ГОСТ 632-80 (А)	323,9	ОТТМ «А»	351
2	кондуктор	0	410	395,3	ГОСТ 632-80 (А)	244,5	ОТТМ «А»	269
3	эксплуатационная колонна	0	2100–2700	200,9	ГОСТ 632-80 (А)	146,1	ОТТМ «А»	166
4	эксплуатационная колонна	0	2100–2700	215,9	стандарт АНИ	139,7	Батресс	154
5	эксплуатационная колонна	0	2100–2700	215,9	стандарт АНИ	168,3	Батресс	187,7
Нагнетательные скважины								
1	направление	0	30	693,7	ГОСТ 632-80 (А)	323,9	ОТТМ «А»	351
2	кондуктор	0	700	495,3	ГОСТ 632-80 (А)	244,5	ОТТМ «А»	269
3	эксплуатационная колонна	0	2100–2700	215,9	ТУ 14-3-1667-89 (ВМЗ)	146,1	типа Батресс	166

Эксплуатационная колонна  $D_3 = 139,7; 146$  или  $168$  мм спускается на глубину на  $50$  м ниже проектного горизонта. Цементируется на  $100$  м выше башмака кондуктора. Эксплуатационная колонна окончательно образует ствол скважины.

Глубина цементного стакана, остающегося после цементирования эксплуатационной колонны, является искусственным забоем. В процессе эксплуатации скважины забой может быть засыпан осадком, засорен аварийным оборудованием, посторонними предметами. В этом случае глубина верха аварийного оборудования или осадка является текущим забоем скважины.

Верхняя часть обсадных труб заканчивается колонной головкой. Она предназначена для подвешивания и обвязки обсадных колонн с целью герметизации межтрубного пространства, контроля и управления межтрубными проявлениями и служит основанием для устьевого оборудования – различного для различных способов эксплуатации скважин.

Устьевое оборудование скважин представлено широким спектром фонтанных арматур различных заводов производителей.

Фонтанная ёлка предназначена для направления продукции скважины в выкидную линию, регулирования режима эксплуатации, установки специальных устройств при спуске скважинных приборов или скребков для очистки труб от парафина, замера давления и температуры среды, а также для проведения некоторых технологических операций.

Трубная головка предназначена для подвески насосно-компрессорных труб, их герметизации, а также для выполнения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважины

### **Разрез скважины**

Боковые струны арматуры оканчиваются ответными фланцами. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной ёлки предусматриваются отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и в ствол ёлки.

При проведении ОПЗ пласта замеряются и контролируются давление, мгновенный расход, суммарный объём расходуемой жидкости, её плотность.

Для измерения давления применяются пружинные манометры. Их принцип действия основан на том, что в них измеряемое давление вызывает деформацию какого-либо упругого элемента. По виду элемента пружинные манометры делятся на манометры с трубчатой, винтовой или спиральными пружинами, мембранные и сильфонные. Наибольшее распространение получили трубчатые пружинные манометры.

Регистрирующие самопишущие дистанционные манометры в основном оснащены винтовыми трубчатыми элементами. В отличие от трубчатой пружины свободный конец геликоидальной пружины при максимальном давлении даёт значительно больший угол раскручивания, составляющий  $50-60$  %. Поэтому они обладают большей чувствительностью.

Для изменения расхода жидкости и её суммарного объёма ёмкости оборудуются поплавковыми указателями уровня, которые просты в устройстве и надёжны в работе.

Мгновенный расход жидкости определяется также посредством суммирования темпа закачки каждого насосного агрегата, участвующего в работе.

### **Типы боковых стволов**

Форма скважины может быть самой различной – стволы могут ответвляться на различной высоте от подошвы продуктивного пласта или на различных расстояниях друг от друга и иметь различные радиусы искривления, оканчиваться вертикально, наклонно или горизонтально вдоль пласта.

Большое разнообразие геолого-технических условий, различное состояние разработки месторождений, условия и способы эксплуатации требуют применения различных видов профиля, числа и протяжённости стволов многозабойной скважины.

Боковые стволы по типу проводки делятся на вертикально-наклонные, пологие (зенитный угол более  $60^\circ$ ) и горизонтальные.

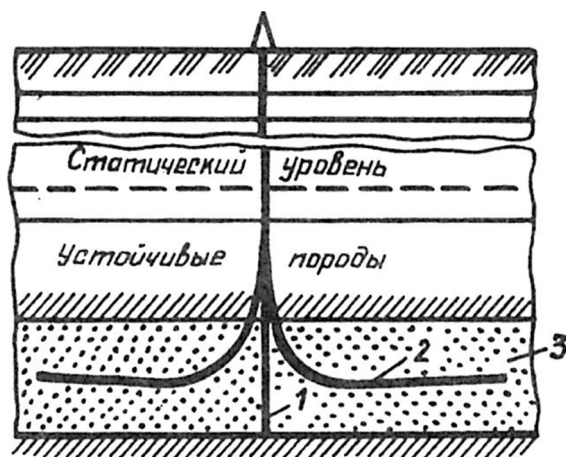
Выбор формы разветвления скважин зависит от толщины продуктивного пласта и его литологической характеристики, наличия или отсутствия над ним пластов, требующих изоляции.

Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания зависят от пластового давления, режима движения жидкости в пласте и применяемых мер по поддержанию пластового давления.

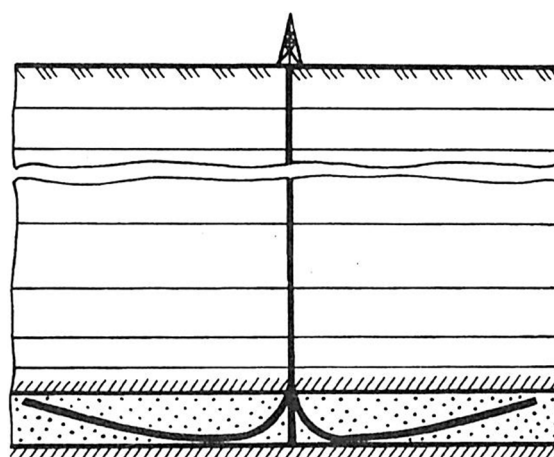
Профили стволов, их длина и число ответвлений зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, толщины пласта, литологии, распределения твёрдости пород, степени устойчивости разреза.

Вертикально-наклонная проводка ствола экономически предпочтительнее в слабозаводнённых, чистонефтяных зонах залежей.

В водонефтяных, а также в чистонефтяных высокозаводнённых зонах наиболее эффективной является горизонтальная проходка по слабовыработанному интервалу продуктивного пласта с длиной горизонтальной части 100–200 м на расстоянии не менее 3–4 м от плоскости ВНК. На рисунке 2 показана схема скважины с горизонтальными стволами для условий пластовой залежи с однородным пластом. В однородном пласте боковые стволы размещают в средней по толщине части пласта при напорных режимах, в залежах с гравитационным режимом – в нижней части пласта, и желательно, чтобы профили стволов имели форму, показанную на рисунке 3, т.е. с небольшим подъёмом стволов в верхнюю часть пласта в периферийной зоне участка пласта.



**Рисунок 2** – Профиль скважины с вертикальным основным и горизонтальными дополнительными стволами: 1, 2 – соответственно основной и дополнительные стволы; 3 – нефтяной пласт



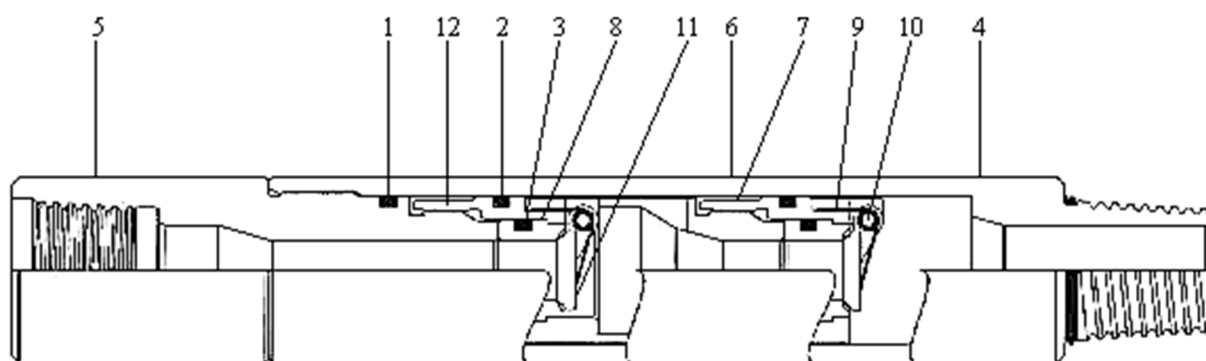
**Рисунок 3** – Профиль многозабойной скважины для разработки залежи на гравитационном режиме

Поскольку все реальные пласты в той или иной степени неоднородны, а в нефтепромысловой практике довольно часто встречается слоистая неоднородность, при которой проницаемость пласта в вертикальном направлении бывает равной или близкой к нулю, то бурение горизонтальных стволов в этих условиях будет нецелесообразно. Поэтому в низкопродуктивных чистонефтяных зонах залежей или в чистонефтяных с толщиной пласта менее 4 м предпочтение отдается пологой проходке по пласту с пересечением всей нефтенасыщенной толщины.

### Оборудование, применяемое при строительстве боковых стволов

#### Спускаемый через НКТ обратный клапан

Спускаемый через НКТ обратный клапан (рис. 4) опускается в скважину в составе колонны НКТ в качестве предохранительного механизма для предотвращения подъёма жидкости в НКТ. Это особенно важно при спуске гибких НКТ в скважину, находящуюся в эксплуатации, или в случае, если на поверхности через проходное сечение НКТ должно обеспечиваться неконтролируемое фонтанирование скважины.



**Рисунок 4** – Обратный клапан:

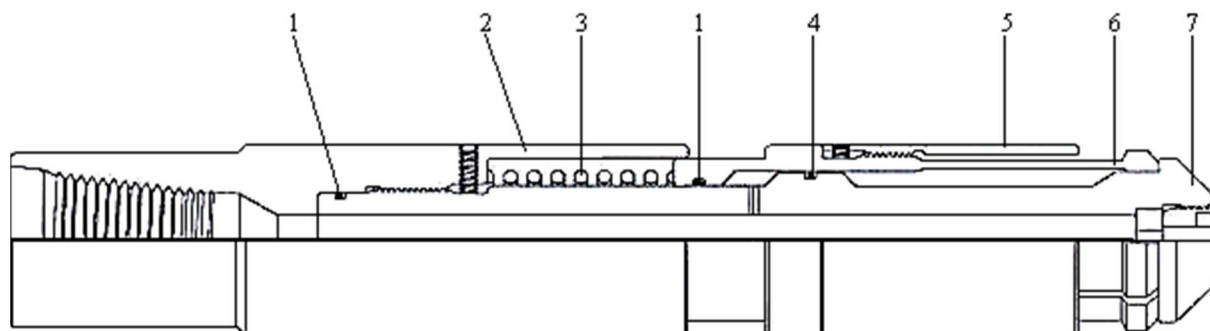
1, 2, 3 – уплотнительные кольца; 4 – нижний переводник; 5 – верхний переводник; 6 – корпус;  
7 – переводник поворотной створки; 8 – кольцевое уплотнение; 9 – пружина; 10 – ось шарнира;  
11 – створки; 12 – переводник верхней створки

Обратный клапан представляет собой створчатый клапан, который позволяет потоку поступать вниз по НКТ, но перекрывает обратный поток, направленный вверх по НКТ. В двухстворчатом обратном клапане имеются две створки с уплотнениями. Вторая створка является резервной для первой и может спускаться в скважину, если требуются резервные уплотнения. Конструкция створки позволяет прокачать через неё шар при минимальном расходе жидкости.

Обычно обратный клапан спускают в скважину непосредственно под соединителем ГНКТ при выполнении работ с использованием ГНКТ и на верхней части КНБК при спуске инструмента под давлением. Для эксплуатации инструмента не требуются никакие манипуляции с колонной труб или создание повышенного давления. Наличие обратного клапана необходимо учитывать при проведении некоторых операций в скважине, так как створка не позволяет выполнять сброс давления в НКТ на поверхность ниже обратного клапана. Обычно это не вызывает проблем, но всегда должно учитываться.

### **Гидравлическая трубуловка GS**

Гидравлическая трубуловка GS (рис. 5) разработана для задавливания аварийного инструмента, имеющего стандартную канатную ловильную шейку типа GS (называемую внутреннего типа). Гидравлическая трубуловка специально разработана для возможного закачивания по колонне гибких НКТ. Трубуловка зацепляется на ловильную шейку посредством незначительной разгрузки на аварийный инструмент. Если аварийный инструмент нельзя освободить, то трубуловка может быть отсоединена от ловильной шейки при закачке жидкости в рабочую колонну. Эта особенность конструкции позволяет избежать оставления какой-либо части ловильного инструмента в скважине, если аварийный инструмент извлечь не удалось. При оставлении какой части ловильной оснастки в скважине ловильные работы могут осложниться.



**Рисунок 5** – Гидравлическая трубуловка GS:

1 – уплотнительное кольцо; 2 – корпус усилителя; 3 – пружина;  
4 – уплотнительное кольцо; 5 – стопорный патрубок; 6 – захват; 7 – оправка



Гидравлическая труболочка GS разработана для использования с компоновками ясов и способна выдерживать большие ударные нагрузки от яса. В конструкции используется ловильная цанга для фиксирования на ловильной шейке, однако пальцы цанги не подвержены действию растягивающих нагрузок.

Конструктивные особенности и преимущества:

- захват с максимальным внутренним диаметром цанги позволяет захватывать большую площадь, чем обычные труболочки;
- закачиваемая, что позволяет удалять осадки песка или механические примеси с головы аварийного инструмента;
- многоразовый захват отсутствуют срезные штифты, требующие замены перед каждой операцией;
- нагрузка воспринимается оправкой, что до минимума сокращает напряжения в цангах.

### **Закачиваемая цементирующая пробка**

Закачиваемые цементирующие пробки хвостовика применяются для разделения скважинных флюидов и продажной жидкости от цементного раствора во время проведения работ по цементированию хвостовика. Закачиваемая цементирующая пробка стандартного типа применяется совместно с разделительными цементирующими пробками хвостовика.

Закачиваемая цементирующая пробка (рис. 6) очищает внутренние стенки колонны, на которой спускается хвостовик, при закачке продажной жидкости в конце цементирования. В нижней части колонны для спуска хвостовика цементирующая закачиваемая пробка входит в зацепление с разделительной цементирующей пробкой хвостовика, образуя единую пробку. Затем разделительная цементирующая пробка хвостовика очищает внутренние стенки хвостовика при цементировании.

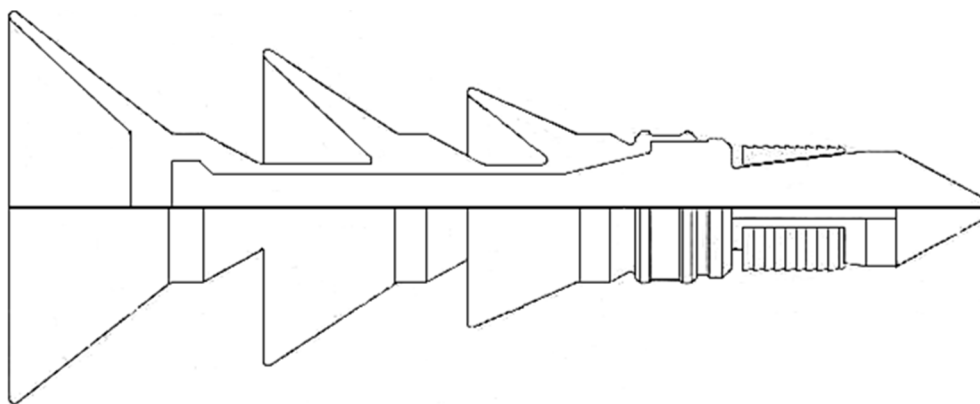


Рисунок 6 – Закачиваемая цементирующая пробка

Конструктивные особенности и преимущества:

- литое уплотнение корпуса обеспечивает герметичность между закачиваемой цементирующей пробкой и разделительной цементирующей пробкой хвостовика. Сердечник пробки упрочнен эластомером (полимерным материалом) для предотвращения размыва при циркуляции;
- сердечник пробки выполнен из фенопласта (в пробках стандартных типоразмеров), что позволяет ускорить разбуривание пробок;
- может применяться как эластомер из нитрила (при стандартном применении), так и эластомер из витона (для специального применения).

### **Механическая подвеска хвостовика Hyflo III**

Механическая подвеска хвостовика Hyflo III (рис. 7) представляет собой компактную и экономичную подвеску, предназначенную для подвешивания от коротких до средних хвостовиков.

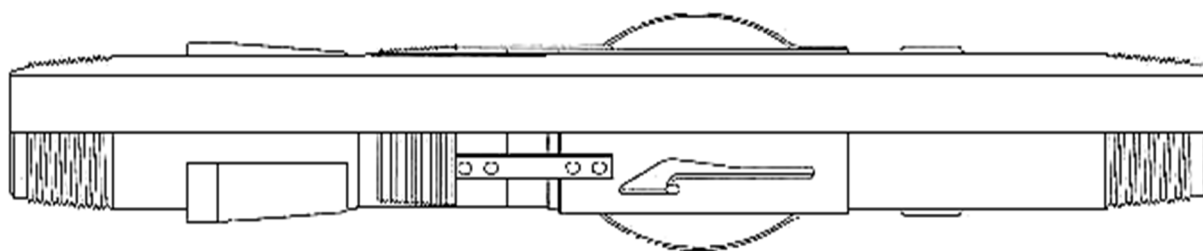


Рисунок 7 – Механическая подвеска хвостовика Hyflo III

Механическая подвеска хвостовика Hyflo III предназначена для подвески от коротких до средних хвостовиков. В стандартном исполнении подвеска оборудована автоматическим байонетным пазом левого вращения и спускается в скважину с установочным инструментом. Низкий профиль шлицов позволяет сократить вероятность их повреждения при спуске.

Конструктивные особенности и преимущества:

- автоматическое высвобождение байонетного паза левого или правого вращения;
- сваренная на шпильках компоновка каркаса устраняет необходимость использования винтов с плоской головкой, которые обычно срезаются под нагрузкой.

#### **Инструмент для извлечения пробок модели «СР-1»**

Инструмент для извлечения пробок модели «СР-1» компании «Вакер» (рис. 8) применяется для извлечения мостовых пробок и цементировочных фонарей компании «Вакер». Инструмент для извлечения пробок «СР-1». Инструмент для извлечения пробок имеет замок с левой трапецеидальной резьбой, который вкручивается в резьбы цементировочных фонарей или мостовых пробок. Конструкция замка обеспечивает захват резьбового канала по типу труболочки. Это полезно в случае, если резьба в корпусе пробки повреждена или заполнена цементом. По окончании фрезерных работ может быть извлечена оставшаяся часть пробки или цементировочного фонаря.

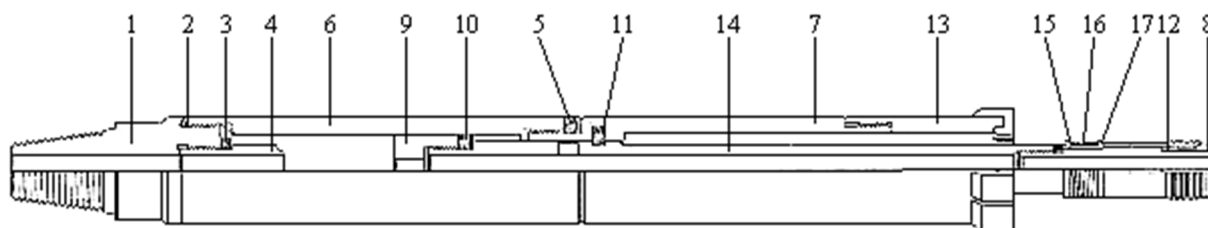


Рисунок 8 – Инструмент для извлечения пробок:

- 1 – верхний переводник; 2 – уплотнительное кольцо; 3 – стопорный винт; 4 – защита резьбы;  
 5 – стопорный винт с шестигранной головкой; 6 – корпус верхней оправки;  
 7 – соединительная муфта переводника фрезера; 8 – переводник замка; 9 – кольцо муфты;  
 10 – стопорный винт; 11 – срезной винт; 12 – замок; 13 – башмак; 14 – нижняя оправка;  
 15 – стопор пружины; 16 – пружина; 17 – внутренняя обойма пружины

#### **Гидравлическая муфта ступенчатого цементирования**

Гидравлическая муфта ступенчатого цементирования с механизмом гидрозамка (рис. 9) используется для проведения ступенчатого цементирования и устанавливается над заколонным пакером при заканчивании скважины открытым стволом. Она состоит из внутренней втулки, скользящей внутри корпуса, которая перекрывает либо открывает заливочные отверстия в корпусе. Внутренняя втулка перемещается между двумя положениями с помощью смещающей цанги и блокируется в закрытом положении за счёт давления в колонне НКТ по окончании цементирования. Смещающая цанга, как правило, спускается между центральными манжетами манжетного надувного инструмента, который используется для заполнения заколонных пакеров при ступенчатом цементировании. Такая компоновка совместима с оснасткой, устанавливаемой за один или два спуска.

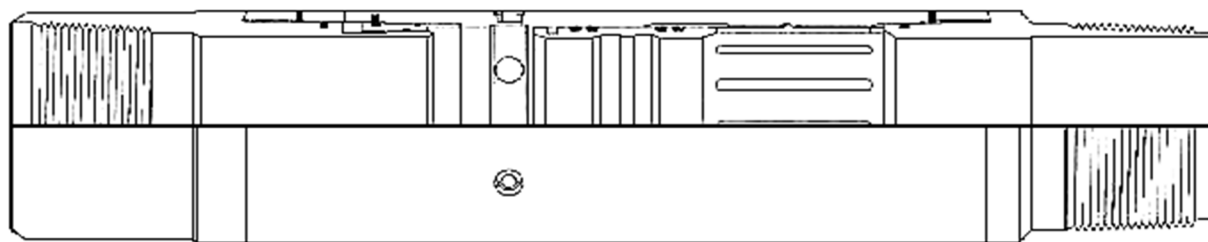


Рисунок 9 – Гидравлическая муфта ступенчатого цементирования

ГМСЦ спускается над самым верхним заколонным пакером в компоновке колонны для спуска хвостовика. После заполнения всех заколонных пакеров манжетный надувной инструмент устанавливается таким образом, чтобы он перекрывал ГМСЦ. Давление в рабочей колонне повышают до 300–500 фунтов/дюйм для разрыва разрушаемых диафрагм. После этого можно начать ступенчатое цементирование. После завершения цементирования манжетный инструмент поднимается, переводя внутреннюю втулку в закрытое положение. Давление в трубах повышают с тем, чтобы удостовериться, что ГМСЦ закрыта и держит давление. При повышении давления, действующего на закрытый клапан, срабатывает замковый механизм, в результате чего внутренняя втулка постоянно фиксируется в закрытом положении. После этого из рабочей колонны сбрасывают давление и проводят испытание на приток для того, чтобы удостовериться, что клапан закрыт. Замковый механизм позволяет использовать муфту при проведении работ по заканчиванию, сопровождаемых многочисленными спусками различных цанг манжетного инструмента и т.д. без угрозы произвольного открытия муфты.

#### **Затрубный пакер модели CMXX-Isozone**

Затрубный пакер модели CMXX-Isozone (рис. 10) является пакером для первичного цементирования и изоляции интервалов, имеющим надувной уплотнительный элемент и спускаемый на обсадной колонне для герметизации пространства между обсадной колонной и стволом скважины.



Рисунок 10 – Затрубный пакер модели CMXX-Isozone

Затрубный пакер CMXX-Isozone имеет сплошной ствол на участке уплотнительного элемента, что позволяет использовать высококачественные резьбы во всех резьбовых соединениях. Надувной уплотнительный элемент расширяется при закачивании жидкости по обсадной колонне так же, как и при выполняемом цементировании, перекрывая, таким образом, затрубное пространство.

Затрубный пакер CMXX-Isozone выпускается для обсадных труб большинства диаметров, линейных плотностей марок стали и типов резьбовых соединений. Затрубный пакер имеет надувной элемент с секционными ребрами жёсткости с каждого конца элемента. Ребра выполнены из полос нержавеющей стали, перекрывающих друг друга и образующих оболочку с каждого конца надувного элемента при его расширении.

Затрубный пакер модели CMXX-Isozone можно использовать как цементировочный пакер, так и для изоляции пластов при заканчивании скважин без цементирования забоя. Затрубный пакер имеет следующие конструктивные особенности и преимущества:

- изоляция интервалов: перекрывает ствол скважины между интервалами в дополнении к цементному кольцу или уплотнению;
- защищает цементное кольцо: образование каналов в цементном кольце предотвращается путём перекрытия путей миграции газа или жидкости, в результате чего целостность цементного кольца не нарушается;
- защищает чувствительные пласты: пласты, чувствительные при воздействии на них цементного раствора, защищаются от ухудшения коллекторских свойств;

- позволяет цементировать глубокие скважины без повреждения нижних пластов: в глубоких скважинах можно проводить ступенчатое цементирование для защиты нижних пластов от высоких перепадов давления от воздействия большого столба цементного раствора;
- равномерное распределение цементного раствора: затрубный пакер центрирует обсадную колонну в стволе скважины, за счёт чего цементный раствор равномерно распределяется вокруг обсадной колонны;
- надёжная четырёхклапанная система: для заполнения пакера цементным раствором используется клапанная система из четырёх клапанов;
- верхняя клапанная муфта: воспринимает истинное затрубное давление, что позволяет точно и правильно заполнять пакер;
- уравновешенные концевые узлы: предотвращает повреждение концевых узлов при спуске в скважину;
- ствол с прочным покрытием исключает повреждение уплотнительного элемента в результате трения при движении колонны, как при расхаживании, так и при вращении;
- высококачественные резьбовые соединения.

### **Посадочная муфта Бейкер тип I**

Посадочная муфта Бейкер тип I (рис. 11), а также посадочная муфта Бейкер тип I «РТ» (с высокогерметичным резьбовым соединением) обеспечивает возможность закоривания подвесной пробки в колонне труб.

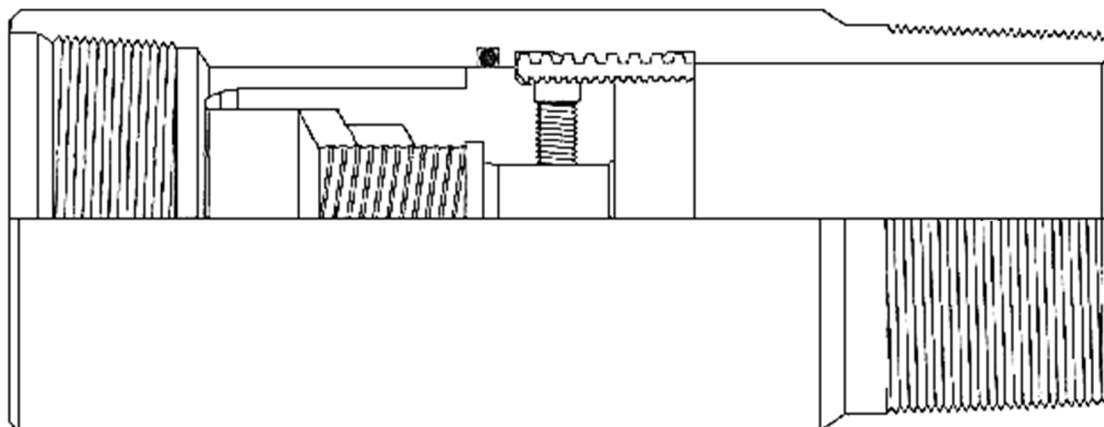


Рисунок 11 – Посадочная муфта Бейкер тип I

Посадочная муфта Бейкер тип I применяется при цементировании хвостовиков, стыковочных колонн или обсадных колонн большой длины, для закоривания (застопоривания) секционной цементной пробки.

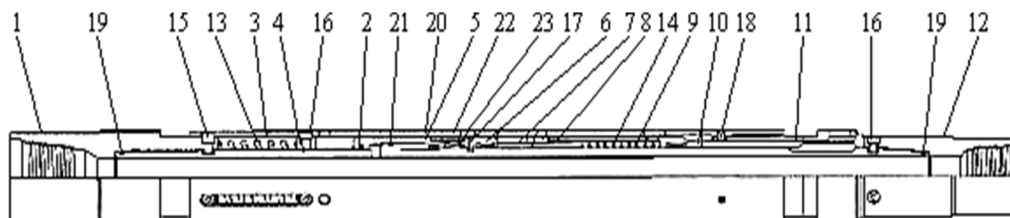
Посадочная муфта имеет следующие характеристики:

- разбуриваемость – в данных инструментах используются алюминиевые вкладыши, что облегчает их разбуривание;
- надёжное закоривание – анкерная упорная резьба вкладыша предотвращает выдавливание подвесной пробки давлением снизу после её фиксации в посадочном месте;
- стопорное устройство – стопорное устройство вкладыша предотвращает вращение подвесной пробки, что облегчает её разбуривание;
- сохранность характеристики прочности на разрыв, смятие, натяжение и кручение обычно равняются или превосходят прочностные характеристики колонны.

### **Инструмент для спуска хвостовика на гибких НКТ**

Инструмент для спуска хвостовика гибких НКТ (рис. 12) присоединяется к установочной втулке хвостовика гибких НКТ и обеспечивает спуск хвостовика на требуе-

мую глубину на гибких НКТ, установку подвески хвостовика и освобождение хвостовика до начала цементирования. В компоновку инструмента входят первичное гидравлическое освобождающее устройство вместе с аварийным механическим освобождающим устройством, работающим аналогично ловильному инструменту. Данный инструмент оснащён безрезьбовым цанговым патроном, посредством которого инструмент надёжно удерживает вес хвостовика. Поскольку патрон не имеет резьбовых соединений, опасность их отворачивания во время спуска хвостовика в скважину устраняется, и он не может быть потерян.



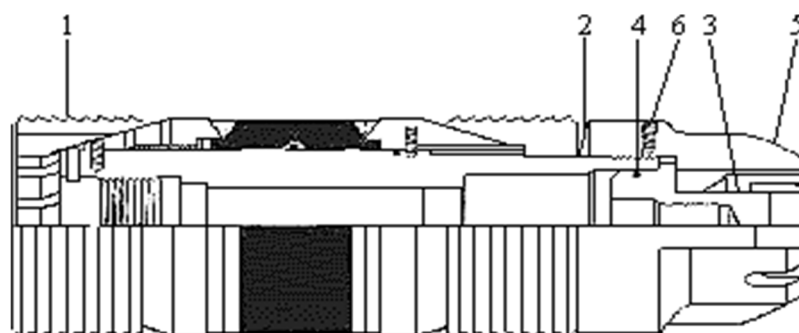
**Рисунок 12** – Инструмент для спуска хвостовика:

- 1 – верхняя соединительная муфта; 2 – сердечник; 3 – верхняя приводная втулка; 4 – стопор пружины;
- 5 – цилиндр; 6 – срезное кольцо; 7 – держатель срезного кольца; 8 – гайка кожуха пружины;
- 9 – кожух пружины; 10 – цанговый патрон; 11 – нижняя приводная втулка;
- 12 – нижняя соединительная муфта; 13 – пружина приводной втулки; 14 – пружина цангового патрона;
- 15 – винт; 16 – винт с низкопрофильной головкой; 17 и 18 – винт с тайной головкой;
- 19, 20 и 21 – уплотнительное кольцо; 22 – гайка стопорного кольца; 23 – стопорное кольцо

Присоединяется к установочной втулке хвостовика гибких НКТ и обеспечивает спуск хвостовика на требуемую глубину на гибких НКТ, установку подвески хвостовика и освобождение хвостовика до начала цементирования. В компоновку инструмента входят первичное гидравлическое освобождающее устройство вместе с аварийным механическим освобождающим устройством, работающим аналогично ловильному инструменту. Данный инструмент оснащён безрезьбовым цанговым патроном, посредством которого инструмент надёжно удерживает вес хвостовика. Поскольку патрон не имеет резьбовых соединений, опасность их отворачивания во время спуска хвостовика в скважину устраняется, и он не может быть потерян.

### **Мостовая пробка модели «N-1»**

Мостовая пробка модели «N-1» компании «Ваker» (рис. 13) представляет собой разбуриваемую мостовую пробку, обычно используемую для изоляции интервалов в процессе стимулирования или цементировочных работ или для временного либо постоянного закрытия скважины. Пробку модели «N-1» можно легко переоснастить в цементировочный пакер. Конструкция пробки модели «N-1» позволяет выбурить верхнюю часть корпуса и собственно мостовую пробку, обеспечив выравнивание давления через инструмент перед разбуриванием верхних шлипсов. Для сведения к минимуму количества материала, разбуриваемого центральной частью долота, применяется механизм со срезным кольцом.



**Рисунок 13** – Мостовая пробка:

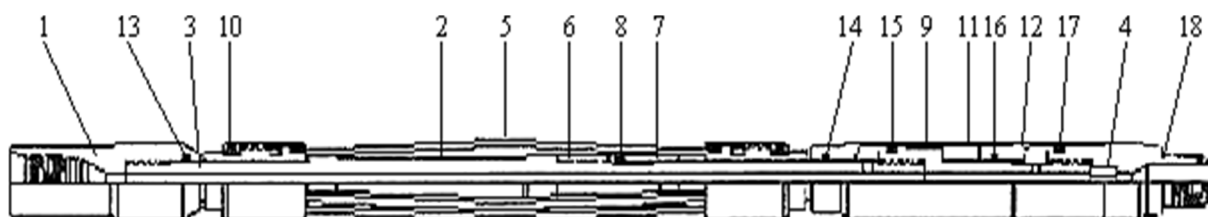
- 1 – верхний шлипс для канатной установки; 2 – шайба; 3 – мостовая пробка; 4 – уплотнительное кольцо;
- 5 – направляющая мостовой пробки; 6 – установочный винт

Свойства и достоинства мостовой пробки:

- возможность использования различных способов установки канатной, механической и гидравлической;
- высокие рабочие характеристики пробки большинства размеров работают до 10000 фунтов/дюйм<sup>2</sup>, 400 °F;
- лёгкость спуска в скважину;
- увеличенный зазор и фиксируемая конструкция обеспечивают ускоренный и более безопасный спуск в скважину при уплотняющем элементе с фиксацией от смещения при свабировании;
- стопорное кольцо корпуса воспринимает усилие установки, приложенное к элементу, фиксируя уплотнение в ходе изменений знака давления.

### **Гидравлический центратор**

Гидравлический центратор (рис. 14) для работ через подъёмные трубы централизует колонну ловильного инструмента в обсадной трубе во время ловильных работ в скважине. Центратор спускается в скважину с дугообразными пружинами во втянутом положении, таким образом совершая лёгкий проход через НКТ. Как только начинаются ловильные работы, поток, проходящий через центратор, расширяет пружины, и они входят в контакт со стенкой обсадной трубы, централизуя ловильную колонну в скважине. Гидравлический бурильный центратор может также использоваться при фрезеровании и расширении ствола скважины для стабилизации сборки низа буровой колонны.



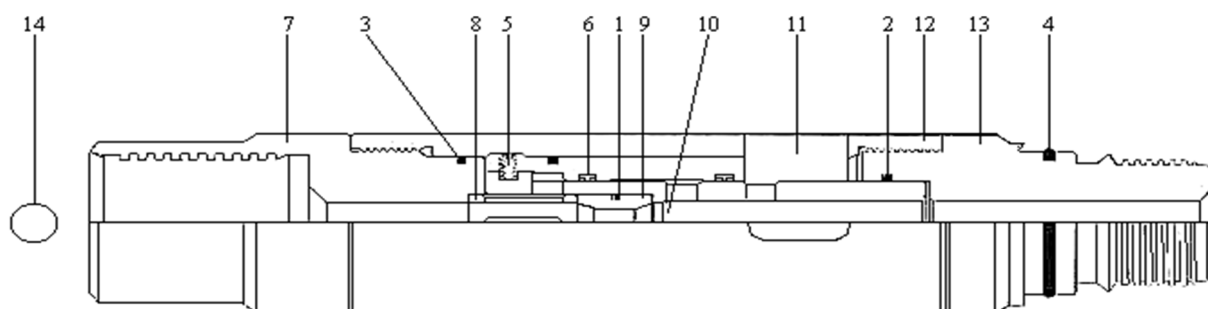
**Рисунок 14** – Гидравлический центратор:

- 1 – верхний переводник; 2 – оправка; 3 – хомут; 4 – штуцер; 5 – пружина; 6 – контргайка;  
7 – промежуточная прокладка; 8 – стопорный винт; 9 – нижняя оправка; 10 – стопорный винт;  
11 – поршень; 12 – расширяющий поршень; 13, 14, 15, 16, 17 и 18 – уплотнительные кольца

В центраторе предусмотрен специальный штуцер, позволяющий проход потока через инструмент во время ловильных работ для создания обратного давления. Этот перепад давления влияет на поршень внутри инструмента, который действует на дугообразные пружины, что вынуждает их расширяться и войти в контакт со стенкой обсадной трубы, таким образом обеспечивая подъёмную силу в колонне инструментов. Сила давления на поршень зависит от скорости потока через инструмент. До спуска колонны подбирается такое сечение устанавливаемого штуцера, применение которого позволяет раздвигать ужины при нужной скорости нагнетания. Это при необходимости позволит осуществить прокачку через инструмент без разворота пружин. Как только поток останавливается, пружины возвращаются в исходное положение и могут быть легко извлечены из эксплуатационной насосно-компрессорной колонны.

### **Спускаемый через НКТ надувной клапан**

Спускаемый через НКТ совместно с извлекаемой и постоянной мостовой пробкой надувной клапан (рис. 15) обеспечивает проход жидкости между НКТ и затрубным пространством, что позволяет жидкости циркулировать вниз по НКТ в процессе спуска в скважину. Ещё одна важная функция надувного клапана заключается в выравнивании давления от ВД мостовой пробки до обсадной колонны, спускаемой в скважину. Это предотвращает повреждение пакерующего элемента и предотвращает избыточно плотную посадку тарельчатого клапана в седло под действием давления в обсадной колонне.



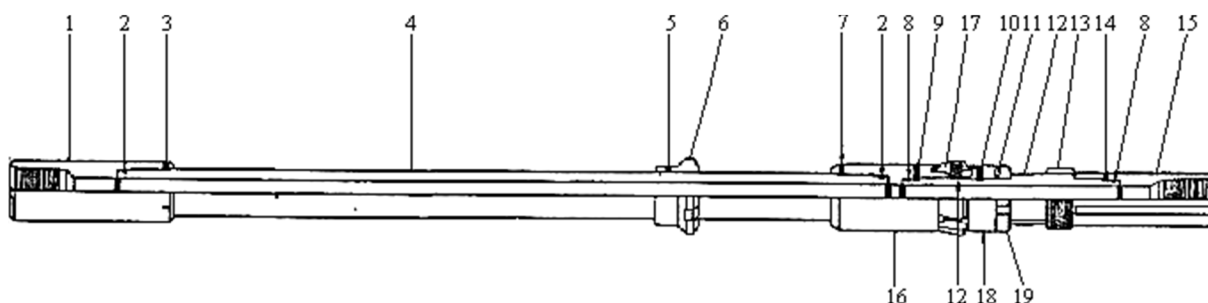
**Рисунок 15** – Надувной клапан:

1, 2, 3 и 4 – уплотнительные кольца; 5 – срезной винт; 6 – т-образное уплотнение; 7 – верхний переводник; 8 – распорная втулка; 9 – седло шара; 10 – поршень; 11 – корпус; 12 – кожух; 13 – нижний переводник; 14 – рабочий шар

В спускаемом через НКТ надувном клапане имеются каналы, по которым жидкость поступает от ВД инструмента к обсадной колонне. В процессе циркуляции при спуске в скважину через эти каналы происходит циркуляция жидкости. Кроме того, через эти каналы выравнивается давление, воздействующее на мостовую пробку. Когда необходимо установить инструмент, в надувной клапан сбрасывается шар, который перекрывает сообщение с пространством ниже клапана и с циркуляционными каналами. Затем давление, созданное в НКТ, смещает втулку, которая перекрывает каналы к обсадной колонне и открывает проход жидкости вокруг шара к расположенной внизу пробке.

### **Установочный инструмент С-2**

Установочный инструмент С-2 (рис. 16) предназначен для спуска и посадки потайных колонн. Стандартный инструмент может быть доукомплектован фиксирующим узлом посадки пакера, имеющим раскрываемые под действием пружин упорные сухари для спуска и посадки хвостовиков, в компоновку которых входит пакер потайной колонны, устанавливаемый под действием веса колонны. Низ установочного инструмента С-2 имеет присоединительную резьбу 8 ниток/дюйм, что даёт возможность использовать любой из четырёх типов цементировочных сальниковых узлов. Гайка с плавающей шлицевой посадкой, имеющая наружную левую трапецеидальную резьбу, присоединяется к установочному патрубку пакера хвостовика и воспринимает нагрузку веса потайной колонны при спуске её в скважину. Узел шарикового подшипника, расположенный над плавающей гайкой, воспринимает нагрузку веса хвостовика при освобождении установочного инструмента из соединения с установочным патрубком пакера путём вращения колонны буровых труб вправо.



**Рисунок 16** – Установочный инструмент С-2:

1 – верхний переводник; 2 – уплотнительное кольцо; 3 – установочный винт; 4 – верхняя штанга; 5 – установочный винт; 6 – головка; 7 – установочный винт; 8 – уплотнительное кольцо; 9 – установочный винт; 10 – установочный винт; 11 – шарик подшипника; 12 – сердечник; 13 – плавающая гайка; 14 – установочный винт; 15 – нижний переводник; 16 – ниппель; 17 – распорная гильза; 18 – верхнее кольцо подшипника; 19 – нижнее кольцо

### **Улавливающий переводник срезного типа**

Улавливающий переводник (рис. 17) для бурового шлама используется вместе с системами фрезерования выхода из обсадной колонны с использованием уипстока.

Переводник препятствует попаданию шлама на верхнюю часть якорной системы. Падение шлама может затруднить подъём извлекаемых якорных систем.



Рисунок 17 – Улавливающий переводник срезного типа

Ловильная воронка устанавливается на переводник со скользящей посадкой. Фиксация ловильной воронки во время транспортировки осуществляется с помощью резьбового протектора. Имеется два варианта конструкции переводника проходными каналами и без них. Вариант с проходными каналами используется для обеспечения прохождения жидкости в КНБК во время операций спуска. Переводник без проходных каналов используется только вместе с однорейсовой системой зарезки «WindowMaster». С данной системой нельзя использовать переводник с каналами, так как это помешало бы гидравлической установке пакера.

#### **Разъединитель срезного типа**

Разъединитель срезного типа (рис. 18) является предохранительным разъединяющим срезным переводником, спускаемым между извлекаемым отклонителем и якорной системой. Этот инструмент обеспечивает отсоединение отклонителя от якоря, если якорь по какой-либо причине не отсоединяется.

Срезное соединение разъединителя срезного типа включает срезное кольцо или срезные винты в зависимости от типоразмера инструмента. Срезное усилие легко изменяется путём замены срезного кольца или уменьшения числа срезных винтов. При превышении усилия натяжения срезное соединение разъединяется, оставив в скважине обращённую вверх наружную ловильную шейку. Затем отклонитель и все детали, расположенные над разъединителем срезного типа, можно извлечь из скважины. После этого узел в составе овершота и ловильного яса можно применить для захвата оставшейся части разъединителя и якорной системы.

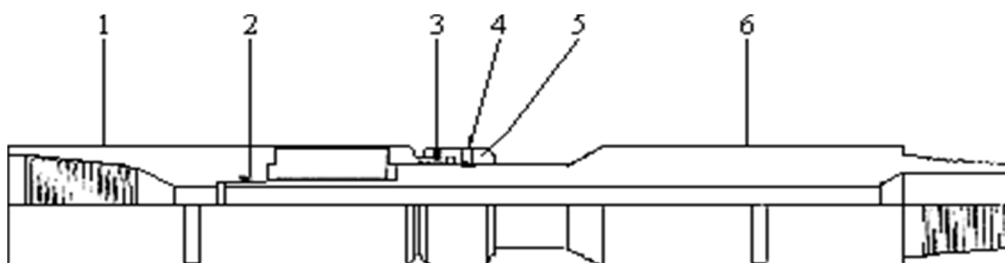


Рисунок 18 – Разъединитель срезного типа:

1 – верхний переводник; 2 – уплотнительное кольцо; 3 – установочный винт;  
4 – срезное кольцо; 5 – фиксатор срезного кольца; 6 – оправка

Свойства и достоинства разъединителя срезного типа:

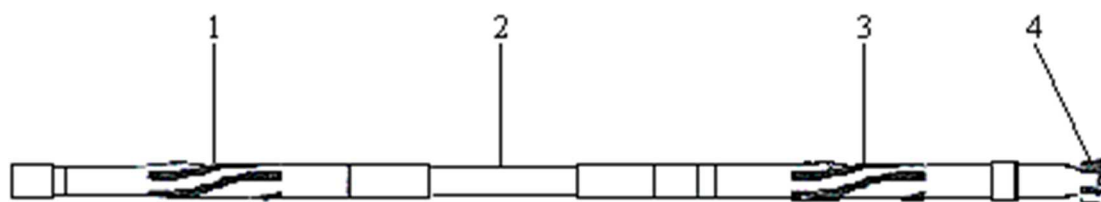
- позволяет извлечь отклонитель в случае неэффективности основного метода разъединения, обеспечивая извлечение отклонителя даже при появлении осложнений;
- соединение является поворотным и приспособлено к выдерживанию высоких вращающих нагрузок;



- возможность регулирования значения срезающего усилия позволяет выполнять оснастку одного и того же инструмента для различных внутрискважинных условий;
- после срезания остаётся обращённая вверх стандартная ловильная шейка.

### **Система для фрезерования окна**

Система для фрезерования окна (рис. 19) за один рейс «WindowMaster» служит средством для эффективного выхода из обсадной колонны и устройства окна, пригодного для спуска через него в скважину КНБК, хвостовиков и оборудования для заканчивания скважины. Обычно всё окно удаётся выполнить за один рейс бурильной трубы. За один рейс выполняется начальный разрез, фрезеруется окно и бурится направляющая скважина для последующего разбуривания с помощью КНБК.

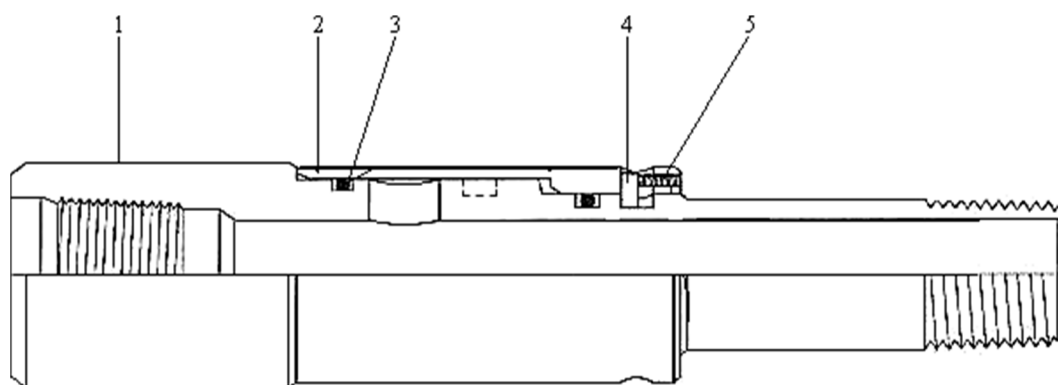


**Рисунок 19** – Система для фрезерования окна:

1 – верхнего рейбера; 2 – гибкого сочленения; 3 – нижнего рейбера; 4 – фрезера для прорезывания окон

### **Циркуляционная муфта**

Циркуляционная муфта (рис. 20), срабатывающая под действием давления, модель «Р», используется как средство открытия доступа из НКТ в затрубное пространство и может устанавливаться в любой точке колонны НКТ. В основном она применяется для открытия НКТ между двумя пакерами РІР при их использовании в качестве сдвоенного пакера. Циркуляционная муфта состоит из двух узлов корпуса циркуляционной муфты, представляющего собой цельный блок, и наружной муфты, которая крепится в закрытом положении срезными штифтами. Установленные на наружном корпусе уплотнительные кольца уплотняют отверстия в корпусе, предотвращая движение флюида из НКТ в затрубное пространство или наоборот.



**Рисунок 20** – Циркуляционная муфта:

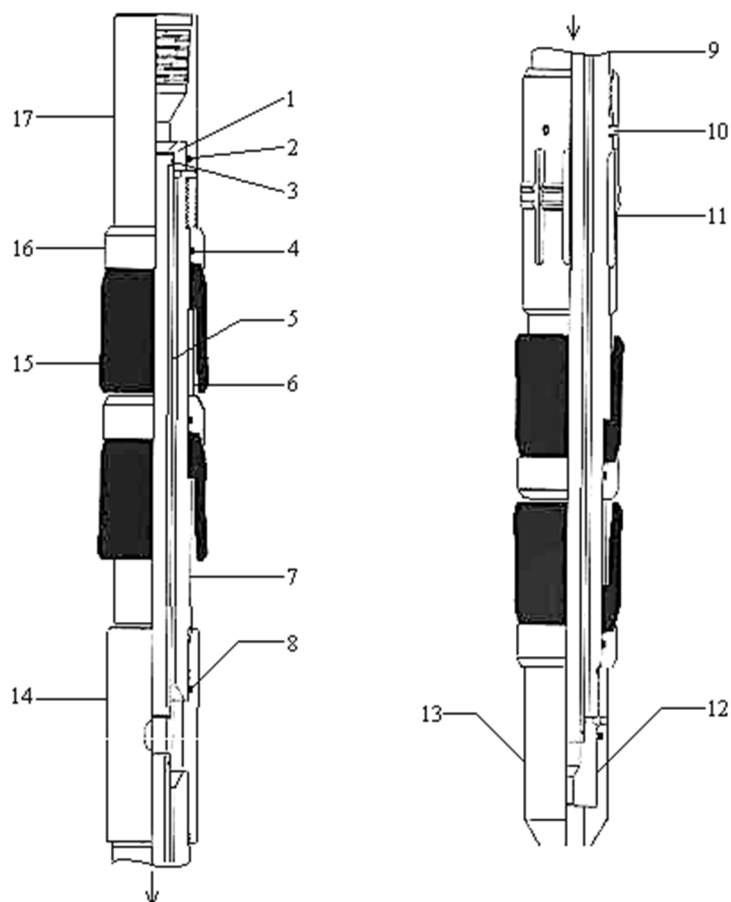
1 – корпус; 2 – наружная муфта; 3 – уплотнительное кольцо; 4 – срезной штифт; 5 – установочный винт

### **Надувной инструмент**

Надувной манжетный инструмент (рис. 21) предназначен для избирательного надувания одного или нескольких затрубных пакеров, а затем должен использоваться для управления гидравлической цементировочной скользящей муфтой при выполнении одноступенчатого цементирования над самым верхним пакером.

Надувной инструмент с манжетами является сдвоенным инструментом. Две обращённые вверх и две обращённые вниз манжеты обеспечивают изоляцию нагнетательного канала и микрокольцевого пространства между манжетами, а внутренние

оправки обеспечивают проходной канал для циркуляции затрубных флюидов и для предотвращения свабирования при перемещении инструмента.



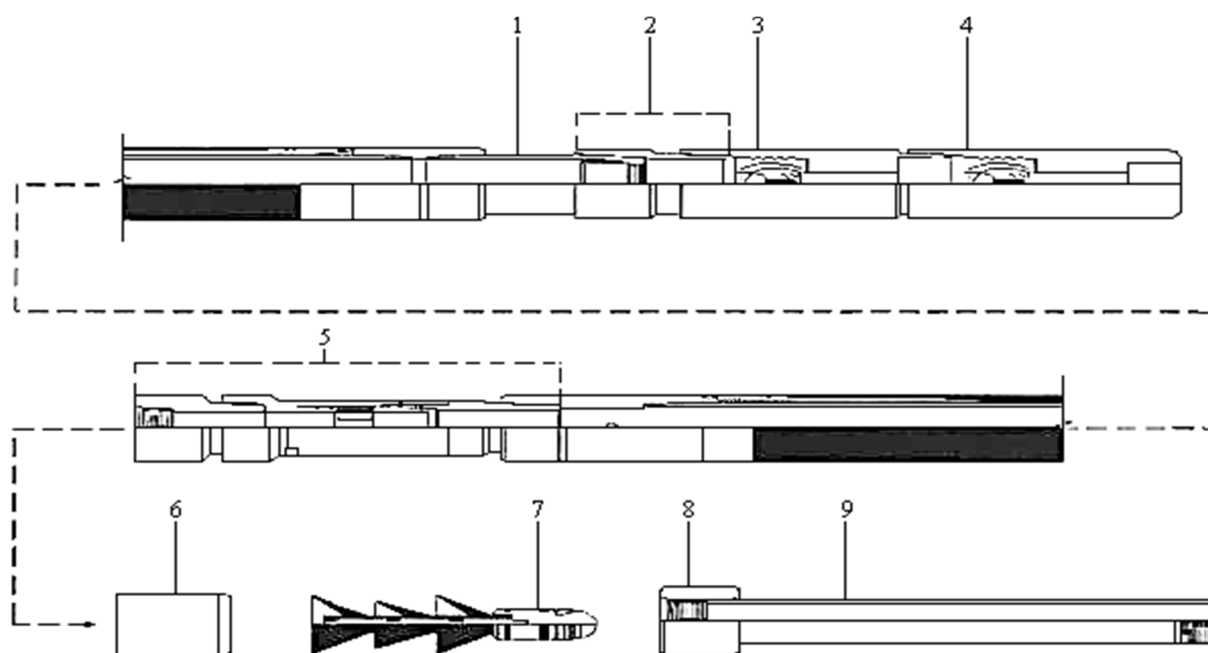
**Рисунок 21** – Надувной инструмент:

- 1 – байпасная регулировочная прокладка; 2, 3 и 4 – уплотнительные кольца; 5 – внутренний патрубок; 6 – распорка манжеты; 7 – верхняя манжета; 8 – уплотнительное кольцо; 9 – нижняя манжетная оправка; 10 – винт; 11 – цапга; 12 – седло шара; 13 – конический наконечник; 14 – байпасный переводник; 15 – манжета пакера; 16 – втулка; 17 – соединительный переводник

### **Комплекс для ликвидации скважин**

Комплекс для ликвидации скважин (рис. 22) с установкой мостовой пробки предназначен для установки постоянной мостовой пробки в необсаженном стволе скважины совместно с затрубными пакерами. Закачка цементного раствора для надувания затрубного пакера обеспечивает постоянную герметизацию благодаря уплотнению резиновой манжеты на стенке скважины. Внутренний диаметр затрубного пакера закрывается башмаком обратного клапана, защёлкой в отсоединяющем наконечнике и самим цементным раствором. Излишне закаченный цементный раствор выходит вверх затрубного пакера, обеспечивая дополнительную надёжность его фиксации. Такая установка представляет собой наилучший метод надёжного тампонирувания для качественного изолирования участка ствола скважины с большим углом искривления или горизонтальной скважины.

Комплект, состоящий из башмака обратного клапана, муфты и гидравлического разъединителя, присоединяется к затрубному пакеру и спускается в скважину в составе бурильной колонны. По достижении заданной глубины установки пробка прокачивается вниз через бурильную колонну – процесс, за которым следует раздувание цементным раствором и закачка раствора замещения. Закачиваемая пробка фиксируется в седле, расположенном ниже затрубного пакера, который при этом раздувается, давление увеличивается и приводится в действие гидравлический разъединитель. После этого бурильная колонна извлекается из скважины, сбрасывая остатки цементного раствора на верхнюю часть мостовой пробки.

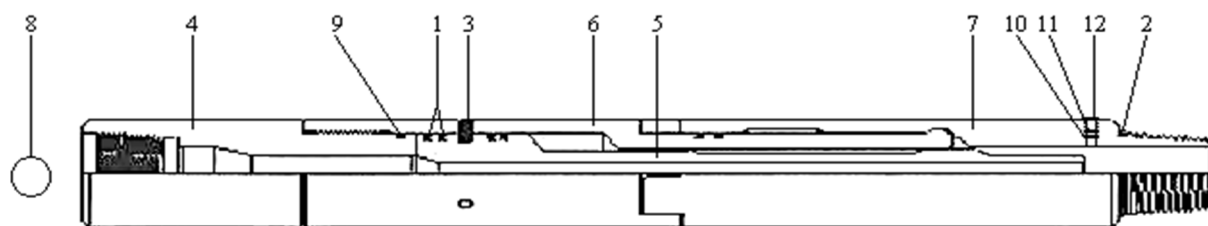


**Рисунок 22** – Комплекс для ликвидации скважин:

- 1 – короткий переводник; 2 – посадочная муфта; 3 – муфта обратного клапана;  
4 – башмак обратного клапана; 5 – гидравлический разъединитель; 6 – поропластовый тампон;  
7 – наконечник с ребрами; 8 – соединительная муфта; 9 – короткий переводник

### **Гидравлические разъёмные соединения «FA» и «FAU»**

Гидравлические разъёмные соединения «FA» и «FAU» (рис. 23) разработаны для применения с гибкими НКТ с целью обеспечения разъединения от инструментов, расположенных ниже разъёмного соединения, что позволяет поднять НКТ в случае застревания инструментальной колонны. Разъёмное соединение обычно ставится сразу под соединительной муфтой и обратным клапаном. Прибор блокируется вращением для его совместимости с инструментами, создающими вращающий момент.



**Рисунок 23** – Гидравлическое разъёмное соединение:

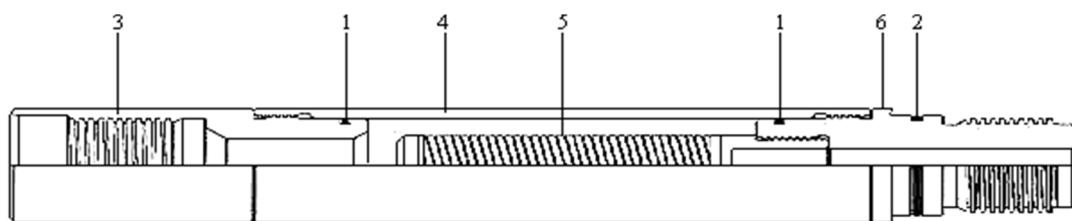
- 1, 2 – уплотнительные кольца; 3 – срезной винт; 4 – верхний переводник; 5 – поршень;  
6 – цанговый патрон; 7 – седло цангового патрона; 8 – шар; 9 – уплотнительное кольцо;  
10 – разрывной диск; 11 – прижимное кольцо; 12 – прижимная пробка

В цанговом седле устанавливается разрывной диск, который герметизирует канал между внутренней частью инструмента и кольцевым пространством снаружи. Если по каким-либо причинам колонна прекратила работу и движение потока остановлено, диск может быть разрушен и поток выпущен в кольцевое пространство под седлом шарового клапана разъёмного соединения. Как только этот канал открыт, можно сбрасывать шар для разъединения инструмента. Давление разрыва диска корректируется выбором соответствующего диска перед спуском инструмента.

### **Спускаемый через НКТ переводник-фильтр**

Спускаемый через НКТ переводник-фильтр (рис. 24) представляет собой внутрискважинный фильтр для жидкости, используемый для фильтрации содержащейся в надувающей жидкости твёрдой фазы, которая может забить каналы для прохода жид-

кости для надувания или верхний клапан надувной мостовой пробки. Особенно важно использовать переводник при спуске инструмента на трубной резьбе из-за трубной окалины. Он бывает полезен при выполнении многих операций с использованием гибких НКТ, если в НКТ остался песок от предыдущей операции или если в подаваемой воде содержится твёрдая фаза. Этот инструмент не пригоден для спуска совместно с пакером, так как он не пропускает шар и не может обеспечить фильтрацию всей жидкости для обработки, которая пропускаться бы через него.



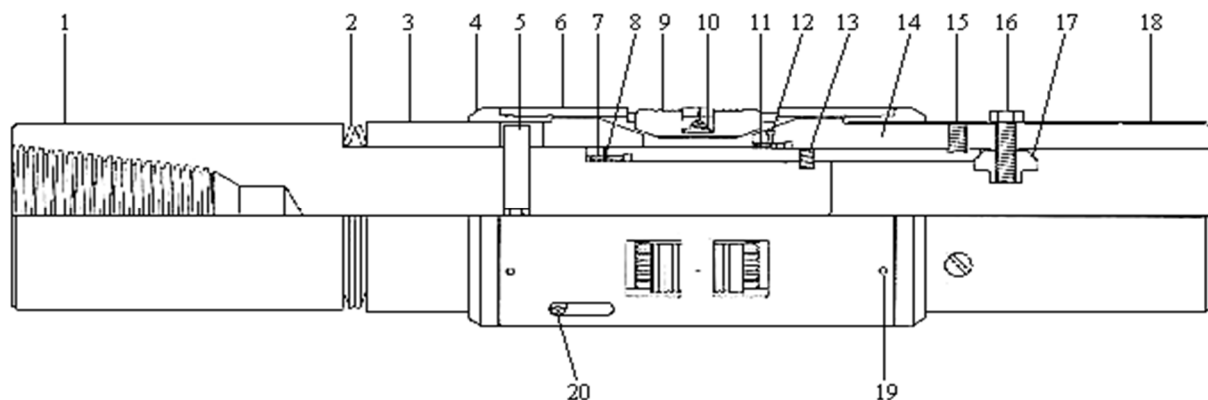
**Рисунок 24** – Переводник фильтр:

1, 2 – уплотнительные кольца; 3 – верхний переводник; 4 – корпус; 5 – фильтр; 6 – нижний переводник

Переводник представляет собой корпус, внутри которого находится намотанный проволочный фильтр. Проволочная намотка защищает тонкий ситчатый фильтр, а также отсеивает крупные частицы. Прокачиваемая через НКТ жидкость проходит через фильтр, который задерживает твёрдую фазу. Фильтр имеет большое проходное сечение, не препятствующее прохождению потока и сводящее засорение фильтра к минимуму. В имеющемся в нижней части инструмента отстойнике собирается отфильтрованная твёрдая фаза.

#### **Извлекаемый якорь «TorqueMaster»**

Извлекаемый якорь «TorqueMaster» (рис. 25) с нижней установкой используется для крепления отклонителя в стволе скважины. Он является альтернативой компоновке в составе пакера/якоря и крепится к нижней части отклонителя посредством соединения бурильной трубы. В основном он используется вместе с однорейсовой системой фрезерования окон «WindowMaster», но может также спускаться в скважину вместе с двухрейсовой системой фрезерования окон. Для выполнения последовательности установки требуется только наличие препятствия снизу. Таким препятствием может быть постоянная или извлекаемая мостовая пробка, верхняя часть цементного камня, верхняя часть хвостовика, эксплуатационный пакер и т.д. При использовании извлекаемого якоря «TorqueMaster» с нижней установкой может применяться метод ориентации с использованием универсального отклоняющего переводника или с использованием систем ИПБ.



**Рисунок 25** – Извлекаемый якорь «TorqueMaster»:

1 – корпус; 2 – тарельчатая пружина; 3 – верхний конус; 4 – калибровочное кольцо; 5 – установочный штифт; 6 – обойма под шлипсы; 7 – стопорное кольцо корпуса; 8 – цилиндрический штифт; 9 – торсионный шлипс; 10 – пружина шлипса; 11 – стопорное кольцо корпуса; 12 – винт с головкой под торцевой ключ; 13 – срезной винт; 14 – срезная втулка; 15 – срезной винт; 16 – винт с головкой под торцевой ключ; 17 – контргайка; 18 – нижний конус; 19 – установочный винт; 20 – винт

### Конструкция технологической оснастки для спуска подвески и цементирования «хвостовика» диаметром 102 мм

Комплект состоит из установочного инструмента, многократно используемого для спуска «хвостовика» и набора элементов технологической оснастки ТГС для комплектации «хвостовика» диаметром 102 мм и цементирования его с различным вариантом оснащения (с клиновой подвеской или без, с пакером или без и т.д.) (рис. 26).

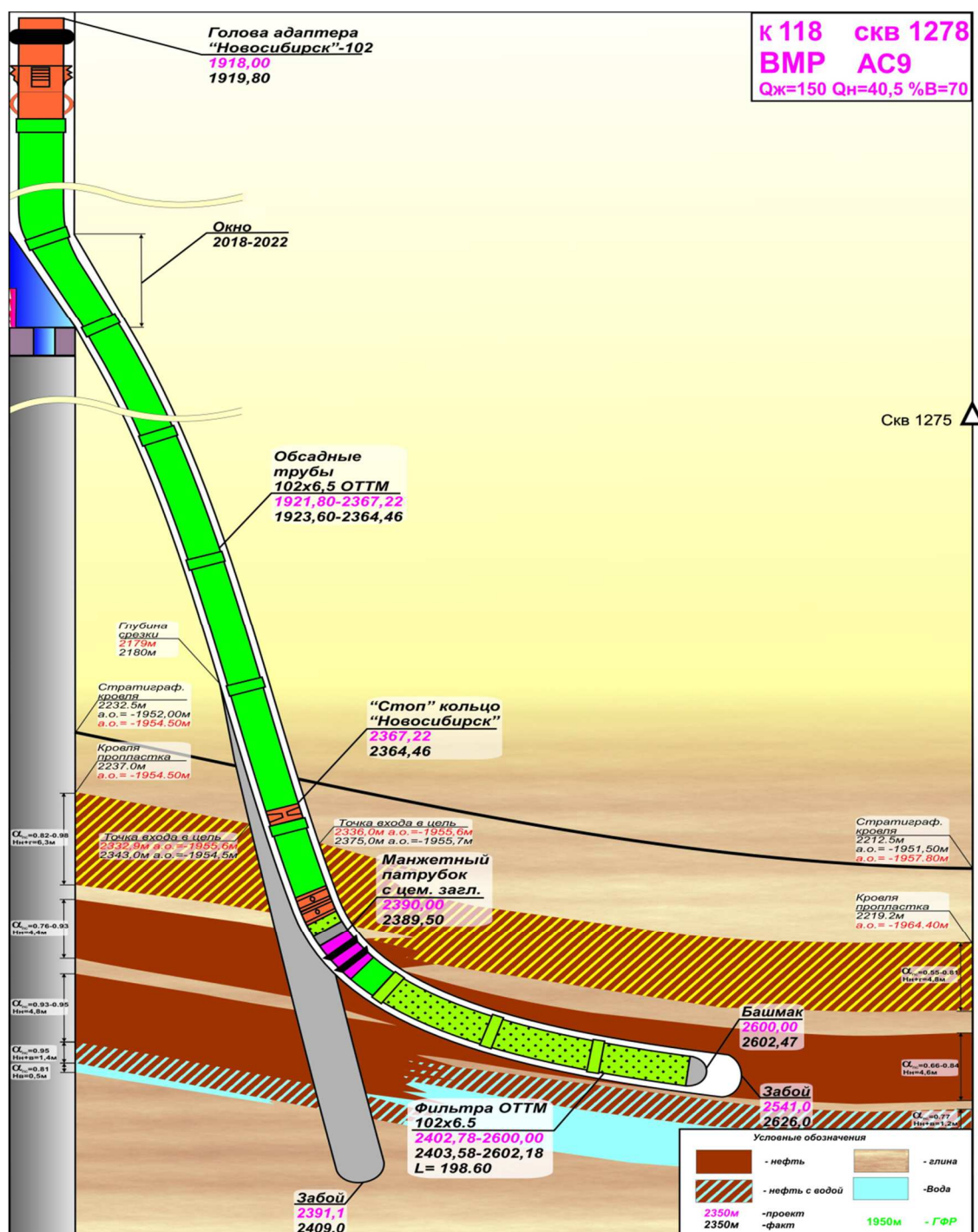


Рисунок 26 – Схема проводки бокового ствола по скважине № 1278 куста 118 Красновского месторождения

Установочный инструмент предназначен для спуска в скважину, приведения в действие технологической оснастки ТГС, для цементирования «хвостовика» и разъединения от «хвостовика» после цементирования или до цементирования.

В комплект установочного инструмента входят:

- толстостенная переходная труба для присоединения к бурильному инструменту диаметром 2 7/8" (73 мм):
  - соединительная резьба;
  - со стороны забоя – ниппель 3-73 ГОСТ 623-80;
  - со стороны устья – муфта 3-86 ГОСТ 5286-75;
  - длина трубы – 2 м;
  - наружный диаметр – 80 мм;
  - внутренний диаметр – 54 мм;
- центратор-фильтр («корзина») переходной трубы, предназначенный для цементирования переходной трубы в корпусе адаптера (направляющая часть «головы» «хвостовика» над «левой» разъединительной резьбой);
- предотвращения попадания в адаптер шлама и посторонних металлических предметов;
  - посадочная головка с механизмом выдвижных торцевых упоров, предназначенных для создания осевого усилия на пакер и фиксации его в открытом положении;
  - корпус «левого» переводника с механизмом фиксации резьбы, предназначенный для разъединения колонны бурильных труб диаметром 2 7/8" (73 мм) с головой «хвостовика»:
    - резьба специальная, трапецеидальная «левая»;
    - общее число витков резьбы – не менее 20;
  - сальниковый узел, предназначенный для сохранения герметичности внутреннего пространства бурильных труб и «хвостовика» после их разъединения;
  - полированный шток, предназначенный для размещения сальникового узла, его перемещения по штоку и сохранения герметичности внутреннего пространства бурильных труб и «хвостовика» после их разъединения:
    - длина штока – 4,62 м;
    - наружный диаметр – 847,6-54 мм;
    - внутренний диаметр – 38,1 мм;
  - переходная муфта, предназначенная для подвешивания очистительной пробки хвостовика и извлечения сальникового узла.

В таблице 2 приведены основные технические данные и характеристики установочного инструмента.

**Таблица 2** – Основные технические данные и характеристики установочного инструмента

№№ n/n	Характеристика	Значение
1	Максимальное значение, кгс/см <sup>2</sup> , не менее	350
2	Рабочее давление, кгс/см <sup>2</sup>	250
3	Максимальный наружный диаметр, мм.	101
4	Максимальное усилие растяжения (кроме полированного штока), тонн	70
5	Максимальный диаметр торцевого упора в открытом положении, мм	120
6	Максимальное усилие сжатия по торцевым упорам, тонн	25
7	Рабочий ход полированного штока, м	3,5
8	Количество оборотов стыковочной специальной трапецеидальной «левой» резьбы, не менее	12
9	Предельные рабочие температуры воздуха, °С	от –50 до +45

Стыковочный комплект ТГС с набором технологической оснастки для оснащения и крепления «хвостовика» диаметром 102 мм предназначен для установки и цементирования затрубного пространства «хвостовика» и разъединения установочного инструмента. В комплект входят:

- 1) адаптер (установочная муфта);
- 2) пакер;

- 3) клиновья подвеска;
- 4) стоп-кольцо;
- 5) обратный клапан;
- 6) пробка очистительная;
- 7) пробка продавочная;
- 8) башмак.

*Адаптер* предназначен для соединения «хвостовика» с установочным инструментом при спуске в скважину «хвостовика» и разъединения «хвостовика» от установочного инструмента после цементирования. В процессе дальнейшей эксплуатации скважины адаптер служит направляющей воронкой в «голове» «хвостовика».

- наружный диаметр – 117 мм;
- минимальный диаметр проходного отверстия – 85 мм;
- присоединительная резьба:
- со стороны забоя – ниппель ОТТМ 102;
- со стороны устья – специальная трапецеидальная «левая» муфта;
- количество оборотов специальной резьбы, не менее – 12;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.18.000.

*Пакер* предназначен для отсечения межтрубного пространства между верхом «хвостовика» и предварительной обсаженной промежуточной колонной диаметром 146 мм, вытеснения цементного раствора через верх колонны от давления задавливания, исключая миграцию газа в процессе ОЗЦ и смещение «хвостовика» из установленного положения.

- наружный диаметр – 119 мм;
- минимальный диаметр проходного отверстия – 85 мм;
- внутренний диаметр проходного отверстия – 127–131 мм;
- осевая нагрузка при срезе штифтов пакера – 5000–6500 кгс;
- осевая нагрузка деформации уплотнительных элементов, не более – 2000 кгс;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.12.000.

Принцип работы пакера: под действием веса установочной колонны при помощи торцевых упоров посадочной головки на свободный торец стакана адаптера срезаются штифты, удерживающие цангу. Резиновые элементы уплотнителя деформируются, расширяясь в радиальном направлении. При достижении заданного уплотнения плашки цанги срезают стопорные штифты и раздвигаются по конусу до упора во внутреннюю стенку промежуточной колонны, фиксируя всю колонну обсадных труб от обратного движения в сторону устья. В завершение резиновые уплотнители окончательно перекрывают затрубное пространство «хвостовика».

*Клиновья подвеска* предназначена для подвешивания «хвостовика» в промежуточной колонне диаметром 146 мм.

- наружный диаметр – 120 мм;
- диаметр проходного канала – 85 мм;
- внутренний диаметр промежуточной колонны – 127–131 мм;
- габаритный диаметр по рессорам – 155 мм;
- осевая нагрузка, воспринимаемая подвеской в рабочем положении, не более – 25 тс;
- рабочий ход обоймы в байонете – 130 мм;
- ход обоймы для выхода из замка байонета – 30 мм;
- расчётный угол раскрытия байонета – 55°.

При входе клиновья подвески в промежуточную колонну, рессоры упруго деформируются и возникают значительные силы трения, препятствующие относительному движению. Вес «хвостовика» и бурильной колонны при спуске к забою преодолевает это сопротивление. При подъёме «хвостовика» на требуемую глубину установки движением к устью, обойма, скреплённая с рессорами, остаётся на месте до выхода штифтов ствола подвески из замка байонета. Поворотом бурильной колонны влево штифты ствола подвески окончательно выводятся из зацепления с байонетом. При по-

следующем опускании обсадной колонны к забою, ствол раздвигает плашки до упора во внутреннюю поверхность промежуточной колонны и подвеска, воспринимая вес обсадной колонны, заклинивается.

*Стоп-кольцо* предназначено для посадки очистительной и продавочной пробки в момент завершения процесса закачивания цементного раствора в затрубное пространство «хвостовика».

- наружный диаметр – 111 мм;
- диаметр проходного отверстия – 41 мм;
- посадочный диаметр под очистительную пробку – 52 мм;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.15.000.

Стоп-кольцо состоит из корпуса и седла, соединённых резьбовым соединением. В седле выполнена упорная специальная резьба, обеспечивающая зацепление, фиксацию и при необходимости возможность вывинчивания очистительной пробки.

*Обратный клапан* предотвращает самопроизвольное заполнение «хвостовика» буровым раствором, пластовой жидкостью и исключает возвратное перетекание цементного раствора из затрубного пространства внутрь «хвостовика».

- тип клапана – одноступенчатый;
- рабочий перепад давления – 40 атм.;
- наружный диаметр – 111 мм;
- диаметр проходного отверстия – 41 мм;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.13.000.

Обратный клапан состоит из седла, ввернутого во втулку плунжера с пружиной, поджимаемых к седлу пяткой, вворачиваемой во втулку с «левой» резьбой. Собранный конструкция установлена в корпусе обратного клапана.

Пробка очистительная служит гнездом для посадки продавочной пробки, разделяет цементный раствор от бурового, выдавливает цементный раствор из «хвостовика» в затрубное пространство и очищает внутренние стенки «хвостовика» от цемента в процессе перемещения от установочного инструмента до стоп-кольца.

- внутренний диаметр «хвостовика» – 88,9 мм;
- диаметр проходного отверстия пробки – 25 мм;
- наружный диаметр манжет – 90 мм;
- внутренний диаметр гнезда под продавочную пробку – 30 мм;
- давление в установочной бурильной колонне для срыва очистительной пробки при посадке на нее продавочной пробки –  $60 \pm 10$  кгс/см<sup>2</sup>;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.16.000.

*Пробка очистительная* состоит из патрубка, установленного в переходнике полированного штока и закреплённого срезными винтами. Переходник плотно поджат на корпусе манжеты с втулками. В передней части корпуса крепится наконечник с резиновым кольцом, свободное вращение которого предотвращается выступающим винтом. В канавку наконечника устанавливается резиновое кольцо.

Разрезное кольцо имеет упорную специальную резьбу для фиксации после посадки в стоп-кольце. Переходник имеет упорную специальную резьбу для посадки продавочной пробки.

Пробка продавочная предназначена для разделения бурового и цементного раствора в бурильной колонне, замыкания проходного отверстия очистительной пробки и перемещения вместе с ней к стоп-кольцу в процессе выдавливания цементного раствора в затрубное пространство «хвостовика».

- диаметр манжет первого яруса – 43 мм;
- диаметр манжет второго яруса – 64 мм;
- посадочный диаметр наконечника – 30 мм;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.17.000.

*Пробка продавочная* состоит из упора, четырёх манжет, трёх втулок и прижима, одетых на ось и плотно поджатых наконечником. В хвостовой части наконечника располагается разрезное кольцо, свободное вращение которого предотвращается высту-



пающим винтом. В канавку наконечника устанавливаются два резиновых кольца. Разрезное кольцо имеет упорную специальную резьбу для фиксации посадки в очистительной пробке.

Башмак обеспечивает направление обсадной колонны по стволу скважины и выход бурового раствора в процессе спуска «хвостовика», промывки забоя и затрубного пространства.

- наружный диаметр наконечника – 114 мм;
- наружный диаметр корпуса – 110 мм;
- диаметр проходного отверстия – 60 мм;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.19.000.

*Башмак* состоит из наконечника и корпуса, соединённых резьбой. В наконечнике выполнено центральное отверстие диаметром 60 мм, на корпусе – три радиальных отверстия диаметром 12 мм.

### **Порядок сборки «хвостовика» диаметром 102 мм**

Порядок сборки «хвостовика» происходит по типовой схеме. Для каждого конкретного случая, исходя из геологических данных, могут быть приняты свои местные низа «хвостовика».

1. Адаптер ТГС-101.6.18.000, соединённый с пакером ТГС-101.6.12.000.
2. Клиновья подвеска ТГС-101.6.11.000.
3. Трубы диаметром 102 мм, длиной из расчёта установки «головы» разъединителя на 50-100 м выше «окна» в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм.
4. Стоп-кольцо ТГС-101.6.15.000.
5. Обратный клапан ТГС-101.6.13.000.
6. Заливочный патрубок, изготовленный из трубы диаметром 102 мм, длиной 1,5 м, имеет три отверстия диаметром 20 мм.
7. Заглушка алюминиевая устанавливается в муфту фильтра.
8. Фильтр, изготовленный из трубы диаметром 102 мм согласно плана работ.
9. Башмак ТГС-101.6.19.000.

Клиновья подвеска, пакер и адаптер собираются на установочный инструмент отдельно от «хвостовика» на базе предприятия и отправляются на буровую в собранном виде.

### **Выводы**

1. При проектировании к конструкции скважины предъявляется множество требований: экономичность, минимальная металлоёмкость, недопущение геологических осложнений, увеличение экономических скоростей бурения и т.д. Один из самых важных критериев надёжности конструкции скважин – недопущение нефтегазоводопроявлений (грифонообразований). Выбор конструкции скважины производится с учётом геологической характеристики разреза, их назначения, способа эксплуатации.

Оборудование скважин должно обеспечивать безопасную и технологичную эксплуатацию, ремонт скважины и проведение технологических операций.

Буровые установки должны характеризоваться номинальной грузоподъёмностью, при которой осуществляется длительная эксплуатация оборудования.

2. Выбор участков и зон залежей, эффективных для бурения боковых стволов, должен проводиться с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей разрабатываемых залежей. Однако в настоящее время по Красновскому месторождению не создано ни одной постоянно действующей модели, позволяющей учитывать влияние на разработку перечисленных выше факторов. В связи с этим в ближайшие 2–3 года выбор участков и зон залежей, эффективных для бурения боковых стволов, будет в основном проводиться обычным аналитическим способом с использованием всего геологического материала и результатов разработки залежей и исследований скважин по следующей схеме:

- выявление фонда аварийных, высокообводнённых и низкодебитных скважин, реабилитация которых возможна только с бурением бокового ствола;

- оценка характера выработки запасов на участках, прилегающих к выделенным скважинам-кандидатам;
- обоснование выбора точки вскрытия пласта и направления проводки горизонтальной или пологой частей бокового ствола;
- обоснование оптимальных интервалов вторичного вскрытия пласта и требований по величине максимальной допустимой депрессии;
- обоснование перспектив применения методов воздействия на пласт, включая ГРП;
- оценка влияния ввода бокового ствола на показатели эксплуатации участка;
- технико-экономическая оценка бурения и эксплуатации бокового ствола.

Оценка характера выработки запасов нефти методами ГИС на участках предполагаемого бурения боковых стволов основывается на имеющейся геофизической информации и анализе результатов исследований добывающих, нагнетательных и контрольных скважин. По результатам анализа выявляются механизм выработки запасов нефти, распределение текущей нефтенасыщенности по пропласткам в пределах участка залежи (при возможности с определением коэффициента текущей нефтенасыщенности); устанавливается текущее положение водонефтяного и газонефтяного контактов, а также уточняются характеристики скважины-кандидата: наличие заколонных перетоков, техническое состояние эксплуатационных колонн и т.д.

Рекомендации по проводке бокового ствола делаются на основании геологического строения пласта на участке залежи и по результатам оценки характера выработки запасов нефти. Предполагается 3 типа проводки бокового ствола по пласту: вертикально-наклонная, пологая (зенитный угол более 60°) и горизонтальная.

### Литература

1. Технологическая схема разработки Красновского месторождения. – Тюмень, 2019.
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 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. 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., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
8. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
13. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Технично-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.
14. Еловых П.Ф., Нескоромных В.В. Анализ и совершенствование технологии забуривания новых направлений в открытом стволе скважины с опорой на искусственный забой // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 85–92.
15. Куликов С.В. Капитальный ремонт скважин резкой боковых стволов // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 12 (155). – С. 71–75.
16. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности резки боковых стволов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 73–99.

17. Мойса Н.Ю. [и др.]. Некоторые рецептуры и технология приготовления буровых растворов, применяемых при бурении вторых стволов на Самотлорском месторождении // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар: СКО ИА РФ, 2000. – Вып. 9. – С. 299–301.
18. 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.
19. Савенок О.В. [и др.]. Оценка перспективности бурения боковых горизонтальных стволов и совершенствования системы разработки на турнейском объекте Черновского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 123–141.
20. Шиян С.И., Березовский Д.А. Анализ экономической и технологической эффективности эксплуатации боковых стволов на Красновском газонефтяном месторождении // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 3. – С. 26–37.

### References

1. Technological scheme of Krasnovskoye deposit development. – Tyumen, 2019.
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 : Publishing House – South, 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 : Prosveshchenie-Yug LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface Overhaul of Oil and Gas Wells in 4 Volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Oil and gas wells completion» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
7. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of Oil and Gas Sverdlovins. Science and practice : monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical basics of oil and gas births development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration, and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novocherkassk : JRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squagin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
13. Dobrochasov A.I., Popova Zh.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions to improve the efficiency of drilling lateral horizontal shafts in the fields of Western Siberia // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
14. Elovkyh 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.
15. Kulikov S.V. Well workover by sidetracking // Oil. Gas. – 2011. – № 12 (155). – P. 71–75.
16. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects for the development of the Samburg oil and gas condensate field. Features of sidetracking // Science. Techni-ca. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 3. – P. 73–99.
17. Moisa N. Yu. [et al.]. Some recipes and technology for preparing drilling muds used for second hole drilling in the Samotlor field // Collection of scientific papers «Hypotheses, Search, Projections». Krasnodar : UKO IA RF, 2000. – Episode. 9. – P. 299–301.
18. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Sidetrack drilling as method of oil recovery enhancement in oil wells // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 206–208.
19. Savenok O.V. [et al.]. Estimation of Perspectivity of Drilling of Sidetrack Horizontal Wells and Improvement of Development System on Turney Object of Chernovskoye Deposit // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 2. – P. 123–141.
20. Shiyan S.I., Berezovsky D.A. Economic and technological efficiency analysis of the side shaft ex-lutation at Krasnovskoye gas and oil field // Science and technology in gas industry. – 2020. – № 3. – P. 26–37.

УДК 553.048 + 622.276.6

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ  
МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ  
НА СЕВЕРО-ТАРАСОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**GEOLOGICAL AND FIELD CONDITIONS FOR THE APPLICATION  
OF METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY  
ON THE NORTH-TARASOVSKOYE OIL FIELD**

**Шиян Станислав Иванович**

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

**Ильинский Кирилл Анатольевич**

студент,  
института Нефти, газа и энергетики  
Кубанский государственный  
технологический университет  
kirill771855@mail.ru

**Фесенко Максим Юрьевич**

главный инженер,  
Инженерно-технический центр  
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»  
maksfe@rambler.ru

**Аннотация.** В статье описаны геолого-промысловые условия применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на Северо-Тарасовском нефтяном месторождении. Приведены общие сведения о месторождении, геологическое строение месторождения и залежей, а также нефтегазоносность Северо-Тарасовского месторождения. Рассмотрена физико-литологическая характеристика пластов-коллекторов, характеристика толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. Показаны характеристика вытеснения флюидов, относительные фазовые проницаемости и капиллярные свойства пород. Приведены свойства и состав пластовых флюидов и запасы углеводородов.

**Ключевые слова:** геологическое строение месторождения и залежей; литолого-стратиграфическая характеристика разреза; нефтегазоносность месторождения; физико-литологическая характеристика пластов-коллекторов; характеристика толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов; характеристика вытеснения флюидов; относительные фазовые проницаемости и капиллярные свойства пород.

**Shiyan Stanislav Ivanovich**

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor of department  
«Equipment of oil and gas fields»,  
Kuban state technological university  
akngs@mail.ru

**Ilinskii Kirill Anatolevich**

Student,  
Institute of Oil, Gas and Energy  
Kuban state technological University  
kirill771855@mail.ru

**Fesenko Maxim Yurievich**

Chief Engineer,  
Engineering and Technical Center  
«Gazprom transgaz Krasnodar» LLC  
maksfe@rambler.ru

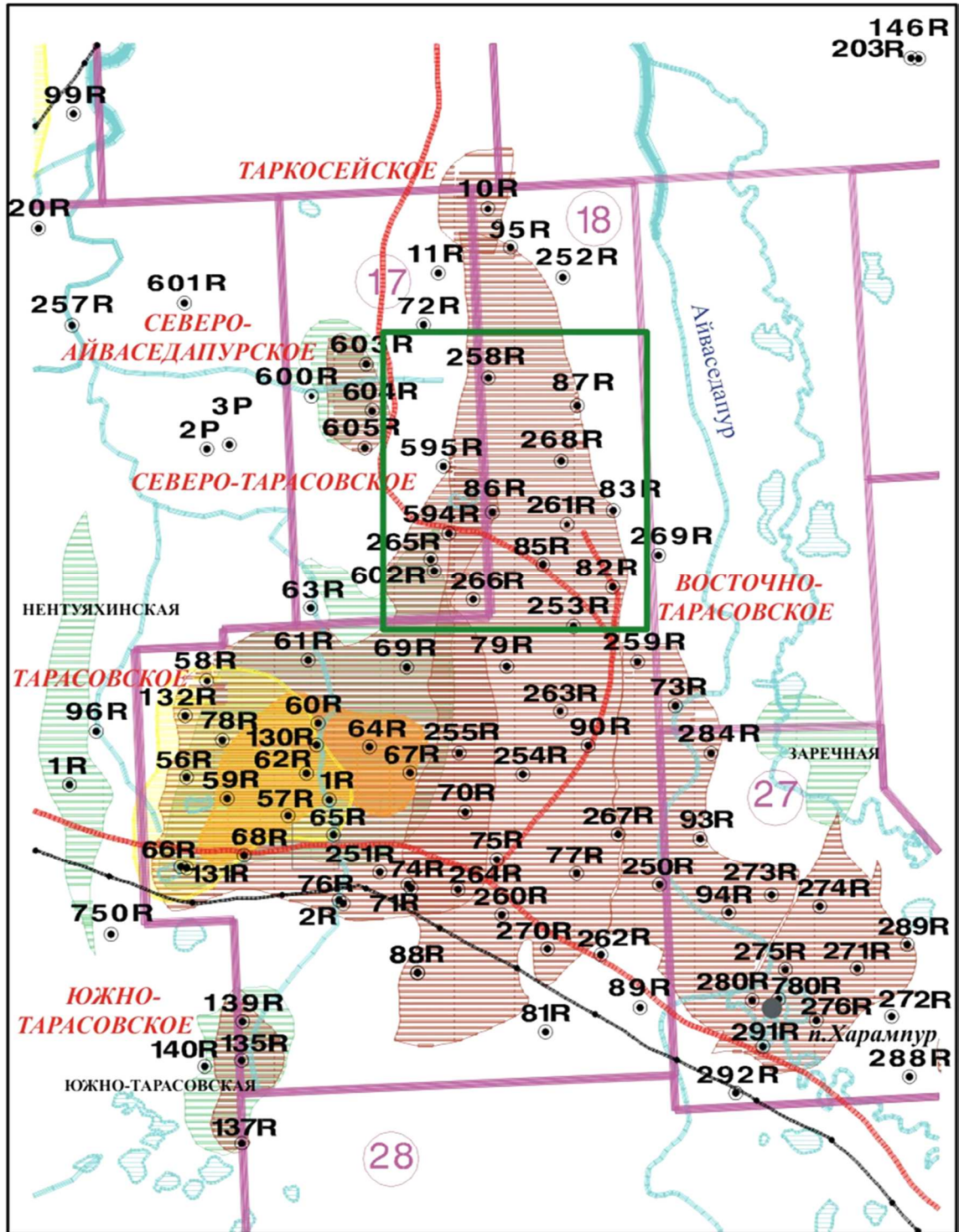
**Annotation.** The article describes the geological field conditions for the application of enhanced oil recovery methods in the North-Tarasovskoye oil field. General information about the field, the geological structure of the field and deposits, as well as the oil and gas content of the North-Tarasovskoye field are given. The physico-lithological characteristics of reservoirs, characteristics of thicknesses and filtration-capacity properties of productive layers are considered. The characteristics of fluid displacement, relative phase permeabilities and capillary properties of rocks are shown. The properties and composition of formation fluids and hydrocarbon reserves are given.

**Keywords:** geological structure of the deposit and deposits; lithological and stratigraphic characteristics of the section; oil and gas content of the field; physico-lithological characteristics of reservoirs; characteristics of thicknesses and filtration-capacity properties of productive formations; characteristic of fluid displacement; relative phase permeabilities and capillary properties of rocks.

**Общие сведения о месторождении**

В административном отношении Северо-Тарасовское месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Ближайшими населёнными пунктами являются: районный центр –

пос. Тарко-Сале, расположенный в 36 км севернее месторождения, посёлок Пурпе и г. Губкинский, расположенные соответственно в 35 и 45 км западнее, г. Ноябрьск – в 180 км юго-западнее (рис. 1).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

	озера		автомобильные дороги		месторождения		нефтяные
	реки		нефтепроводы		перспективные структуры		газо-конденсатные
	границы лицензионных участков		поисковые и разведочные скважины, их номера		населенный пункт		газовые
							участок работ

Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Действующий газопровод Уренгой – Челябинск – Новополюцк проходит в 35 км западнее месторождения. Северо-Тарасовское месторождение введено в разработку в 1992 году и соединено с Тарасовской ДНС (длина нефтепровода 26 км), которая по ветке нефтепровода Харампурского – Восточно-Тарасовского – Тарасовского месторождений соединяется с магистральным нефтепроводом на западе.

В экономическом отношении район относится к числу активно осваиваемых. Трудности освоения обусловлены большой удалённостью от крупных промышленных центров и отсутствием развитой базы стройиндустрии. Развивающаяся промышленность связана, в основном, с добычей и транспортировкой нефти и газа, что привело к строительству транспортных магистралей.

### **Геологическое строение месторождения и залежей**

#### ***Литолого-стратиграфическая характеристика разреза***

Геологический разрез Северо-Тарасовского месторождения представлен породами двух структурных подразделений: метаморфизованными складчатыми – доюрских образований фундамента и терригенными – платформенного чехла мезозойско-кайнозойского возраста.

#### ***Палеозойский фундамент***

В Пуровском районе, где расположено Северо-Тарасовское месторождение, доюрские отложения вскрыты на ряде площадей, из которых ближайшими к рассматриваемому являются Западно-Таркосалинская (скважина № 99, фундамент вскрыт на глубине 4502 м), Комсомольская (скважины №№ 198 и 199 – соответственно 3551 и 3650 м), Харампурская (скважина № 340 – 3965 м).

По материалам отбора керн в перечисленных выше скважинах породы фундамента, в основном, представлены сильно метаморфизованными, кавернозными и трещиноватыми образованиями: выветрелыми базальтами, порфиритами и туфогенными породами с редким включением миндалевидного материала (кальцит, серый опал). Возраст пород определён В.С. Бочкарёвым как нижнесреднедевонский. Отложения карбона вскрыты в районе в скважине № 199 Комсомольского месторождения (вскрытая толщина – 860 м). Породы представлены довольно однообразно: глинистыми сланцами, тёмно-серыми до чёрных, местами кремнисто-глинистыми, с тонкими прослоями светло-серых разностей, трещиноватыми, местами кливажированными.

При испытании палеозойских пород на территории деятельности ООО «Роснефть – Пурнефтегаз» признаков пластового флюида не обнаружено, за исключением скважины № 198 Комсомольской площади, где из интервала 3550-3580 м получен приток пластовой воды дебитом 80 м<sup>3</sup>/сут. при  $\Delta P = 10,3$  МПа.

#### ***Юрская система***

*Котухтинская свита* подразделяется на верхнюю и нижнюю подсвиты.

Нижняя подсвита включает две пачки: песчаную, сложенную серыми песчаниками, чередующимися с алевролитами и аргиллитами, содержащими растительный детрит, остатки листовой флоры, споры и пыльцу плинсбахского возраста и глинистую (тогурскую), лежащую в кровле подсвиты, представленную тёмно-серыми уплотнёнными, слабобитуминозными аргиллитами с прослоями алевролитов и углей, с присутствием в них растительного детрита, двустворок, спор и пыльцы низов тоарского уровня.

Верхняя подсвита также подразделяется на две пачки: песчаную, литологически представленную песчаниками серыми, зеленовато-серыми с карбонатными прослоями, чередующимися с алевролитами и аргиллитами прослоями биотурбированными, встречается пирит, растительный детрит, содержится листовая флора, спор и пыльцы тоарского времени, и глинистую (радомскую), приуроченную к кровле свиты, представленную тёмно-серыми аргиллитами, прослоями слабобитуминозными с прослоями песчаников и алевролитов, в которых отмечается содержание единичных двустворок, спор и пыльцы тоар-ааленского возраста. Толщина свиты от 220 до 380 м.

*Тюменская свита* представлена в основном осадками континентального происхождения, накапливаемых в условиях плитной стадии платформенного развития, за

исключением самых верхних отложений, связанных с келловейской трансгрессией. Литологически разрез свиты сложен переслаиванием аргиллитов тёмного цвета, алевролитов, песчаников серых, часто глинистых, отложения которых содержат растительный детрит, корни растений, пирит, спорово-пыльцевой комплекс аален-байос-батского возраста, в верхней части – встречаются фораминиферы раннекелловейского уровня.

Полностью тюменская свита вскрыта в скважине № 340 Харампурского месторождения, где общая толщина свиты составила 597 м, на Тарасовском вскрыта лишь кровля тюменской свиты на глубину 76 м в скважине № 131.

Граница смены континентальных отложений на прибрежно-морские отождествляется с сейсмогоризонтом «Т». К песчаникам, залегающим в верхней части свиты, обладающими неплохими фильтрационно-емкостными свойствами, приурочен пласт Ю<sub>2</sub>, нефтенасыщенный на Харампурском и Верхнечасельском месторождениях. При испытании отложений пласта Ю<sub>2</sub> в скважине № 131 на Тарасовском месторождении получен приток ФБР дебитом 0,4 м<sup>3</sup>/сут. при  $H_{\text{ср.д.}} = 1165$  м.

Породы среднеюрского отдела заканчиваются прибрежно-морскими отложениями нижней подсвиты васюганской свиты, представленными аргиллитами, преимущественно тонкоотмученными, слабоалевритистыми, служащими региональным флюидоупором для коллекторов тюменской свиты. В породах присутствует пирит, встречаются остатки аммонитов, двустворок и флоры келловейского возраста. Подошва подсвиты вскрыта на Тарасовском месторождении в скважинах №№ 60, 131 и 132, по материалам бурения которых толщина данных осадков изменяется от 40 до 46 м.

Верхний отдел юрских отложений объединяет морские осадки верхневасюганской подсвиты, георгиевской и баженовской свит, сформировавшиеся в условиях значительного опускания плиты по крупным разломам земной коры, вызвавших региональную трансгрессию, пик которой пришёлся на позднюю юру и валанжин.

Верхняя подсвита васюганской свиты сложена песчаниками среднезернистыми с прослоями карбонатных разностей, алевролитов и аргиллитов, к отложениям которой приурочен горизонт Ю1. Породы в значительной степени биотурбированы, характеризуются обилием белемнитов, остатками аммонитов, двустворок оксфордского возраста. Общая толщина васюганской свиты на соседней площади Тарасовского месторождения колеблется от 92 до 96 м. При испытании скважины № 132 в интервале 3109–3192 м получен приток ФБР, пластовой воды с пленкой нефти.

*Георгиевская свита* литологически представлена аргиллитами тёмно-серыми, преимущественно тонкоотмученными, неравномерно глауконитовыми: от единичных зёрен до прослоев, как в кровле, так и в подошве свиты, что отображается на диаграммах резким повышением значений индукционного каротажа и является характерным репером при корреляции разреза. Осадки свиты характеризуются содержанием белемнитов, двустворок и фораминифер кимериджского возраста. Толщина свиты изменяется от 27 до 29 м.

Отложения *баженовской свиты* представляют собой наиболее глубоководные морские осадки верхней юры: аргиллиты чёрные и буровато-чёрные, плитчатые, битуминозные, прослоями известковистые и кремнистые, обогащённые растительным детритом, характеризуются аномальным содержанием пиритизированных остатков фауны (ростры белемнитов, отпечатки аммонитов, остатки раковин пелеципод) волжского и раннеберриасского возраста. Отложения свиты являются регионально распространённым отражающим сейсмическим горизонтом «Б» и на каротажных диаграммах выделяются высокими значениями кажущегося сопротивления и естественной радиоактивности. Толщина свиты изменяется от 90 до 96 м.

#### *Меловая система*

Породы мелового возраста, согласно залегающие на породах верхней юры, стратиграфически подразделяются на два отдела: нижний и верхний, с отложениями которых связаны основные запасы углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Нижний отдел. В нижней части отдела залегают глубоководные морские осадки, сформировавшиеся в условиях завершения региональной трансгрессии в берриас-



валанжинское время (нижняя часть сортымской свиты). Выше по разрезу залегают осадки мелководно-морского и континентального генезиса валанжин-альбского времени, приуроченные к верхней части сортымской, тангаловской, нижним и средним отложениям покурской свит.

*Сортымская свита* по литологическому составу подразделяется на несколько толщ. В основании свиты лежит подачимовская толща осадков, представленная аргиллитами тёмно-серыми прослоями слабобитуминозными. Выше по разрезу свиты выделяют невыдержанную по простиранию и разрезу ачимовскую толщу пород, представленную песчаниками серыми, мелкозернистыми, крепкими, часто известковистыми, сформировавшуюся в условиях свала осадочного материала у подножия шельфа. Перспективность в нефтегазоносном отношении рассматриваемых отложений на ближайшем Тарасовском месторождении определена испытанием скважины № 60 (интервал 2948–2952 м)  $Q_n = 0,29 \text{ м}^3/\text{сут.}$  при  $H_{\text{ср.д}} = 812 \text{ м}$ ; скважины № 131 (интервал 2977–2983 м)  $Q_n$  от 1,1 до 4,57  $\text{м}^3/\text{сут.}$  соответственно при  $\Delta P = 14,0 \text{ МПа}$ ,  $H_{\text{ср.д}} = 1264 \text{ м}$ . На Северо-Тарасовском месторождении данные отложения не вскрыты. Общая толщина пачки на Северо-Айваседапуровском месторождении составила 93 м (скважина № 603), на Тарасовском месторождении – 99–100 м (скважины №№ 62 и 60).

Песчаники ачимовской толщи перекрываются аргиллитами серыми, тонкоотмученными, алевролитистыми с прослоями песчаников серых, часто алевролитистых, слюдистых с глинистым или глинисто-карбонатным цементом, сформировавшимися в условиях шельфа, к которым приурочен горизонт БП<sub>14</sub>, продуктивный на Восточно-Тарасовском месторождении.

Выше по разрезу залегают мощная толща, сложенная песчаниками с прослоями аргиллитов в сложном сочетании с алевролитами, к отложениям которой приурочены нефтяные залежи пластов БП<sub>11</sub><sup>2</sup> – БП<sub>8</sub><sup>1</sup> и водонасыщенный горизонт БП<sub>7</sub> рассматриваемого месторождения.

Отложения продуктивного горизонта БП<sub>10-11</sub> представлены неравномерным переслаиванием песчаников мелкозернистых, часто слюдистых, средней крепости; алевролитов серых, тёмно-серых; аргиллитов с углистыми остатками. Толщина горизонта в среднем изменяется по площади от 45 до 55 м.

Горизонт БП<sub>9</sub> литологически представлен песчаниками мелко-, среднезернистыми, местами крепкоцементированными с включениями слюдистых образований и присутствием обуглившихся органических остатков. Толщина горизонта на Северо-Тарасовском месторождении в среднем изменяется от 50 до 60 м.

Горизонт БП<sub>8</sub> литологически представлен неоднородным переслаиванием песчаников светло-серых, мелкозернистых и аргиллитов тёмно-серых, с плотными тонкими прослойками глинистых образований, с редкими включениями обуглившихся органических остатков. Толщина горизонта в среднем изменяется от 20 до 30 м.

В кровле сортымской свиты залегают чеускинская пачка, литологически представленная аргиллитами в разной степени алевролитистыми с прослоями песчаников, с содержанием в породе обугленного растительного аттрита. Отложения поздневаланжинского возраста. Общая толщина свиты достигает 589 м (скважина № 60 Тарасовское месторождение).

*Тангаловская свита* на Северо-Тарасовском месторождении вскрыта на полную толщину всеми разведочными скважинами и представлена нижней, средней и верхней подсвитами.

Нижняя подсвита сложена осадками мелководно-морского генезиса, литологически неоднородными, с характерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. К отложениям подсвиты приурочены пласты БП<sub>6</sub> – БП<sub>5</sub>. Выше по разрезу песчаные пласты перекрываются аргиллитами серыми, иногда слабо оскольчатые, небольшой толщины, но хорошо выдержанными по площади, приуроченными к кровле подсвиты. Отложения подсвиты содержат единичные фораминиферы и спорово-пыльцевой комплекс (СПК) поздне-валанжинского возраста.

Средняя подсвита сложена довольно мощной толщей континентальных осадков, представленной глинами зеленовато-серыми, с прослоями аргиллитоподобных



разностей, чередующихся в сложном сочетании с песчаниками серыми и алевролитами. В разрезе подсвиты встречаются растительный детрит, редкие корневые остатки и единичные фораминиферы готеривского возраста. С отложениями подсвиты связаны песчаные породы горизонтов БП<sub>4</sub> – БП<sub>1</sub>, последний приурочен к кровле подсвиты.

Верхняя подсвита сложена континентальными осадками, представленными глинами серыми, иногда зеленоватыми, чередующимися в сложном сочетании с песчаниками серыми и алевролитами. В осадках присутствуют отпечатки флоры, растительные остатки и СПК позднего готеривского, барремского и раннеаптского возраста. К отложениям подсвиты приурочены водоносные породы горизонтов АП<sub>11</sub> – АП<sub>7</sub>.

Общая толщина свиты изменяется от 519 до 496 м.

*Покурская свита* – преимущественно континентальная толща пород, которую условно подразделяют на три подсвиты.

Отложения нижней подсвиты характеризуются присутствием в основании евояхинской толщи, литологически представленной песчаниками серыми, мелко-, среднезернистыми с единичными мелкими прослоями алевроитовых глин, обогащёнными растительным детритом. В верхней части подсвиты залегают песчаники светло-серые с зеленоватым оттенком, чередующиеся в сложном сочетании с глинами, алевролитами тёмно-серыми. Породы с разнообразной слоистостью. Характерен растительный детрит, стяжения сидерита, углистые прослои, отмечается пирит, окатыши глин, СПК аптского возраста.

Средняя подсвита литологически представлена крупными пачками глин, глинистых алевролитов, преимущественно тёмно-серого цвета, иногда зеленовато-бурого оттенка, чередующимися с песчаниками серыми, светло-серыми, с окатышами глин в основании отдельных пластов, с присутствием в породах СПК альбского возраста. Породы преимущественно горизонтально-слоистые. Характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, единичные прослои бурых углей. К кровле подсвиты приурочена условная граница нижнего и верхнего отделов меловой системы (в силу отсутствия резкой смены характерных комплексов, верхнемеловые отложения в нижней своей части практически не отличаются от нижнемеловых).

Верхняя подсвита сложена преимущественно континентальными осадками с маломощными мелководными образованиями. Литологически представлена песчаниками зеленовато-серыми, алевролитистыми, тёмно-серыми нередко углистыми. В отложениях подсвиты отмечаются прослои гравелитов и конгломератов, содержащих иногда бобовины бокситов. Характерен растительный детрит, обрывки растений и СПК сеноманского времени, которые отличаются от апт-альбского СПК преобладанием пыльцы голосемянных растений.

В разрезе покурской свиты выделяются песчаные пласты от ПК<sub>22</sub> до ПК<sub>1</sub>, на Северо-Тарасовском месторождении – водонасыщенные. Общая толщина покурской свиты изменяется в среднем от 930 до 951 м. К кровле покурской свиты приурочен сейсмогоризонт «Г».

Верхнемеловые отложения (без сеномана) представлены осадками морского происхождения, формировавшиеся в процессе крупной морской трансгрессии, длившейся с туронского по датское время, и служат регионально распространённой покровкой для углеводородных залежей сеномана, стратиграфически подразделяются на кузнецовскую, березовскую, ганькинскую свиты.

Осадки *кузнецовской свиты* представлены глинами серыми, зеленовато-серыми с зёрнами глауконита; по всему разрезу отмечаются остатки пиритизированных водорослей, чешуя рыб, встречаются моллюски, фораминиферы турон-раннеконьякского возраста. Граница покурской и кузнецовской свит хорошо прослеживается в силу резкой смены континентальных осадков на морские. Толщина свиты на рассматриваемых площадях изменяется от 12 до 16 м.

Отложения *березовской свиты* подразделяются на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита литологически представлена опоками серыми, голубовато-серыми, переходящими в глины тёмно-серые и чёрные монтмориллонитового состава,

прослоями опокovidными, характеризуется содержанием двустворок, агглютинирующих фораминифер, радиолярий, а также СПК коньяк-сантонского возраста. В кровле подсвита выделяется пласт кремнистых трещиноватых глин, он известен как надежный сейсмогоризонт «С».

Верхняя подсвита сложена глинами серыми, зеленовато-серыми с редкими прослоями опокovidных глин и опок, с содержанием фораминифер, радиолярий и СПК кампанского возраста.

Толщина свиты изменяется от 216 до 236 м.

Завершает отложения меловой системы *ганькинская свита*, литологически представленная глинами серыми, иногда с зеленоватым оттенком, прослоями известковистыми, алевритистыми с пиритизированными водорослями, единичными обломками гастропод, комплексом фораминифер позднекампанского-маастрихт-датского возраста. Толщина свиты – от 246 до 268 м.

#### *Палеогеновая система*

Отложения палеогеновой системы формировались в условиях окончания последнего этапа длительной морской трансгрессии и развивающейся региональной регрессии и представлены тремя отделами: палеоценовым, эоценовым, олигоценовым.

Палеоценовый отдел характеризуется осадками морского генезиса, выделенными в *талицкую свиту*, отложения которой подразделяются на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижняя подсвита литологически представлена глинами тёмно-серыми, с буроватым оттенком, алевритистыми с присутствием фораминифер и палинокомплекса инкерман-раннекачинского времени.

Верхняя подсвита сложена глинами тёмно-серыми с мелкими линзами алевритов и кварцево-глауконитовых песчаников с палинокомплексом позднекачинского времени.

Общая толщина талицкой свиты изменяется от 137 до 145 м.

Эоценовый отдел объединяет морские отложения люлинворской свиты и прибрежно-морские низов тавдинской свиты.

*Люлинворская свита* представлена на рассматриваемом месторождении осадками нижней, средней и верхней подсвит, которые сложены снизу вверх по разрезу: опоками, глинами опокovidными с редкими прослоями глауконитовых песчаников; глинами серыми, опокovidными с прослоями диатомитов; глинами желтовато-зеленоватыми тонкоотмученными, оскольчатými, изредка слабо опокovidными с прослойками глинистого алеврита. Встречаются характерные для данных отложений комплексы радиолярий, фораминифер и диатомей. Толщина свиты изменяется от 187 до 207 м.

*Тавдинская свита* (нижняя подсвита) представлена глинами серовато-зелёными, листоватыми, алевритистыми с прослойками алевритов. В породах присутствуют единичные песчаные известковистые фораминиферы и палинокомплекс. Толщина нижней подсвиты изменяется от 31 до 34 м.

Олигоценовый отдел характеризуют осадки: прибрежно-морского происхождения, приуроченные к верхней подсвите тавдинской свиты, а также озёрно-болотного, речного и делювиального генезиса, толща которых подразделяется на атлымскую и новомихайловскую свиты.

*Тавдинская свита* (верхняя подсвита) литологически представлена глинами зеленовато-серыми, листоватыми, алевритистыми с прослоями алевритов. В породах присутствуют фораминиферы и палинокомплекс. Общая толщина свиты – 73–80 м.

*Атлымская свита* сложена песками кварцевыми с прослоями алевритов и глин, толщиной 65–83 м. В отложениях свиты присутствует палинокомплекс, на основании которого породы свиты приурочены к нижней и средней частям олигоценового отдела.

*Новомихайловская свита* представлена глинами, алевритами с прослоями песков и бурых углей. Встречаются отпечатки листьев, семена, макроспоры и палинокомплекс среднеолигоценового времени. Толщина свиты изменяется от 32 до 47 м.

*Туртасская свита* представлена глинами листоватыми, алевритами зеленовато-серыми, тонкоотмученными с прослоями диатомитов и кварцевых песков. В породах

присутствуют диатомовые водоросли и палинокомплекс верхнеолигоценового времени. Толщина свиты – от 40 до 70 м.

#### *Антропогенная система*

Четвертичные отложения несогласно залегают на размытой поверхности олигоцена в виде сплошного покрова по всей Западно-Сибирской плите. Формирование осадков проходило в условиях развивающейся региональной регрессии, сопровождавшейся мощным оледенением, неоднократно прерывавшимся морскими трансгрессиями.

Литологический состав осадков разнообразен, в основном, это ледниковые, озёрно-болотные, аллювиальные отложения пойм и террас рек: пески, супеси, суглинки, илестые глины, с включениями гравия и гальки, а также торфа. Толщина четвертичных отложений на рассматриваемом месторождении изменяется от 40 до 60 м.

### **Нефтегазоносность**

Северо-Тарасовское нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части обширной Надым-Пурской нефтегазоносной (НГО) области. В пределах Надым-Пурской НГО терригенно-осадочный комплекс включает в себя: сеноманский, аптальбский, неокомский, юрский нефтегазоносные комплексы, сформированные в сходных условиях.

На Северо-Тарасовском месторождении диапазон нефтеносности установлен в пределах сортымской свиты в интервалах глубин от –2566 до –2700 м.

Геологический профильный разрез продуктивных отложений по линиям скважин Северо-Тарасовского месторождения в продольном и поперечном сечении представлен на рисунках 2–4. рисунок 2

Ниже приводится характеристика залежей нефти в составе основной продуктивной свиты.

#### **Горизонт БП<sub>14</sub>**

Проведенный анализ большого объёма эксплуатационного бурения и выполненных сейсморазведочных работ позволил установить клиноформное строение горизонта, нефтяные залежи которого приурочены к структурно-литологическим ловушкам. Косослоистое строение обусловлено формированием песчаных пластов на склоне глубоководного морского бассейна в условиях некомпенсированного осадконакопления.

Распространение коллекторов с запада контролируется региональной зоной глинизации, по восточному склону Айваседапуровского куполовидного поднятия в направлении с юга на север.

Нефтеносность отложений горизонта БП<sub>14</sub> установлена на соседних Северо-Тарасовском месторождении, расположенном северо-западнее Восточно-Тарасовского месторождения, и Усть-Харампурском месторождении, расположенном на востоке.

В разрезе горизонта БП<sub>14</sub> выделено и прослежено 6 самостоятельных песчаных пластов БП<sub>14</sub><sup>1</sup>, БП<sub>14</sub><sup>2</sup>, БП<sub>14</sub><sup>3</sup>, БП<sub>14</sub><sup>4</sup>, БП<sub>14</sub><sup>5</sup> и БП<sub>14</sub><sup>6</sup>. Верхние пласты БП<sub>14</sub><sup>1-3</sup> в плане имеют вид полос субмеридионального простирания, развитие которых на западе контролируется зоной глинизации. Граница зоны глинизации пластов вниз по разрезу постепенно смещается на восток. Пласты БП<sub>14</sub><sup>4-6</sup> в песчаной фации распространены на отдельных участках площади в виде линз сложной конфигурации.

#### *Пласт БП<sub>14</sub><sup>1</sup>*

В пределах горизонта пласт БП<sub>14</sub><sup>1</sup> является наиболее значимым как по площади нефтеносности, так и по запасам нефти. Залежь вскрыта на а.о. – 2656 м и относится к структурно-литологическому типу. Причём на большей части контур залежи контролируется литологическим фактором: на западе – зоной глинизации коллекторов, на восточном склоне – зоной отсутствия пласта.

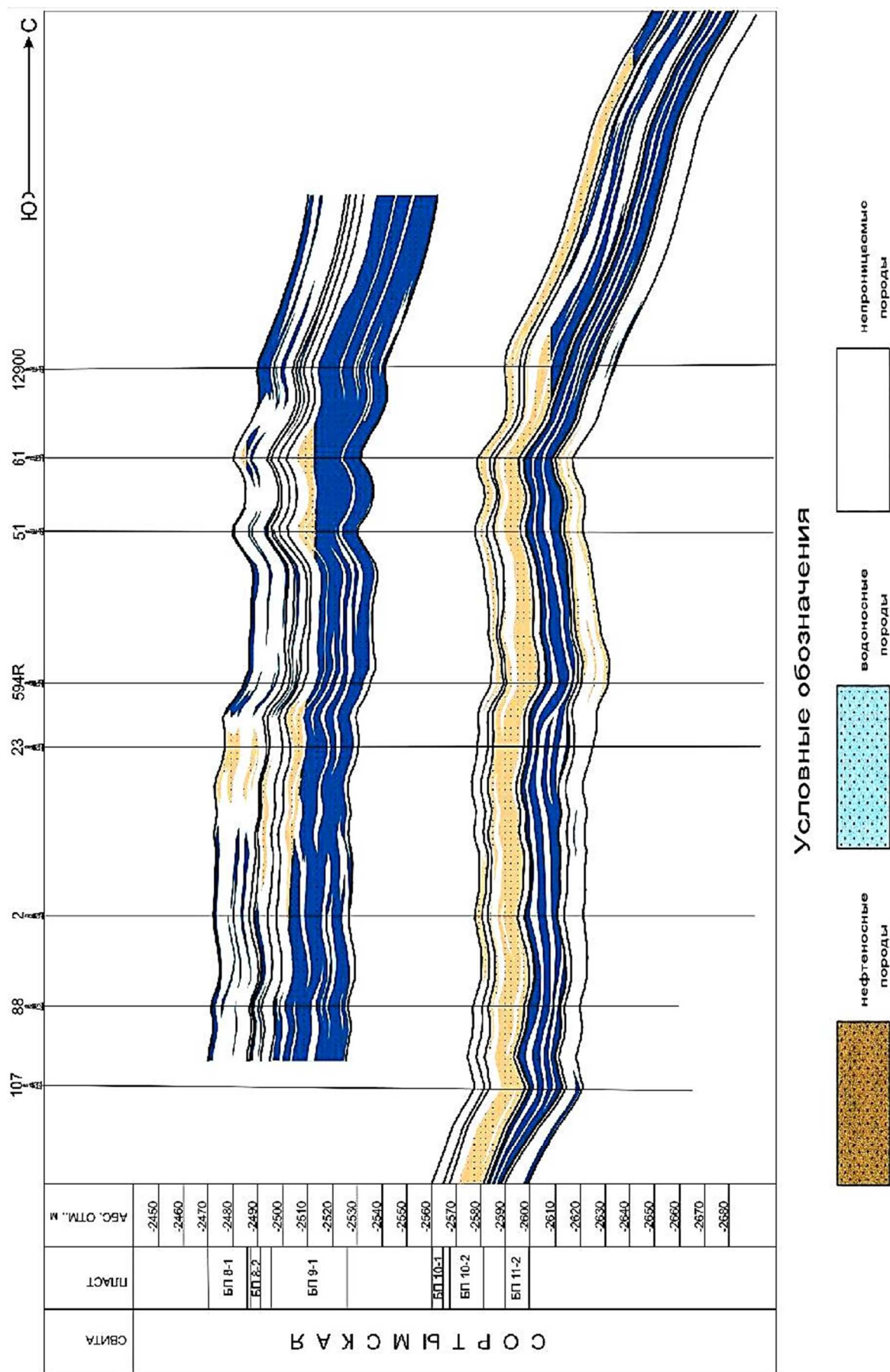
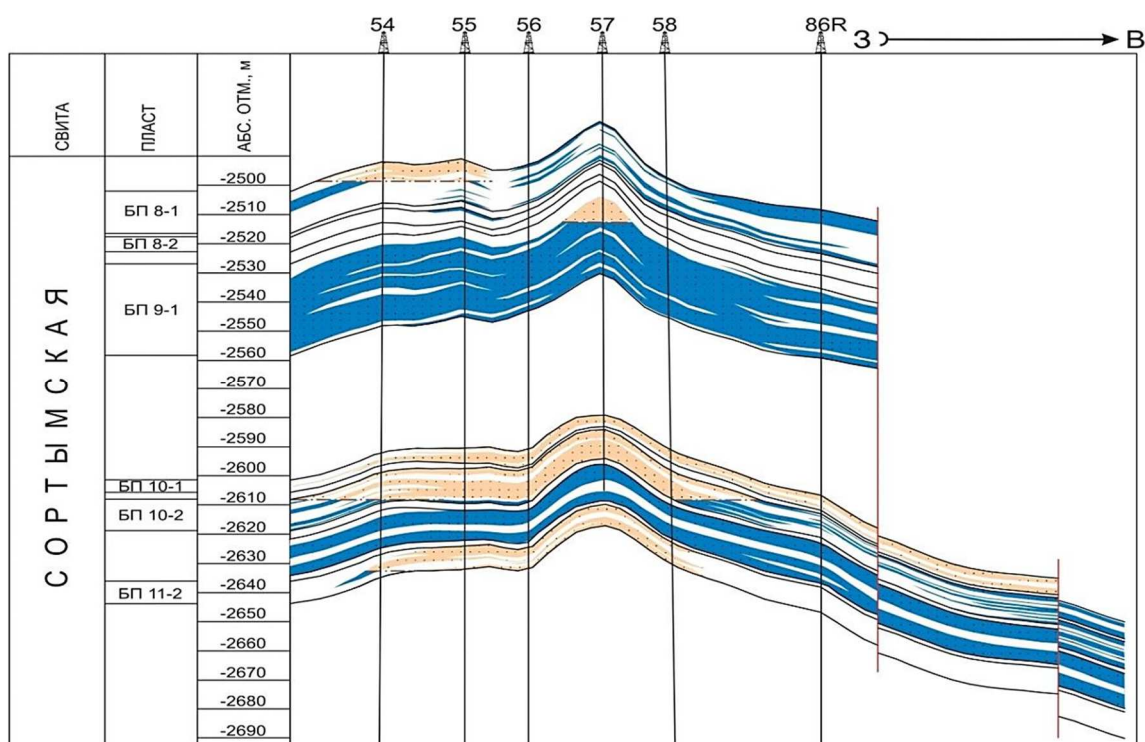
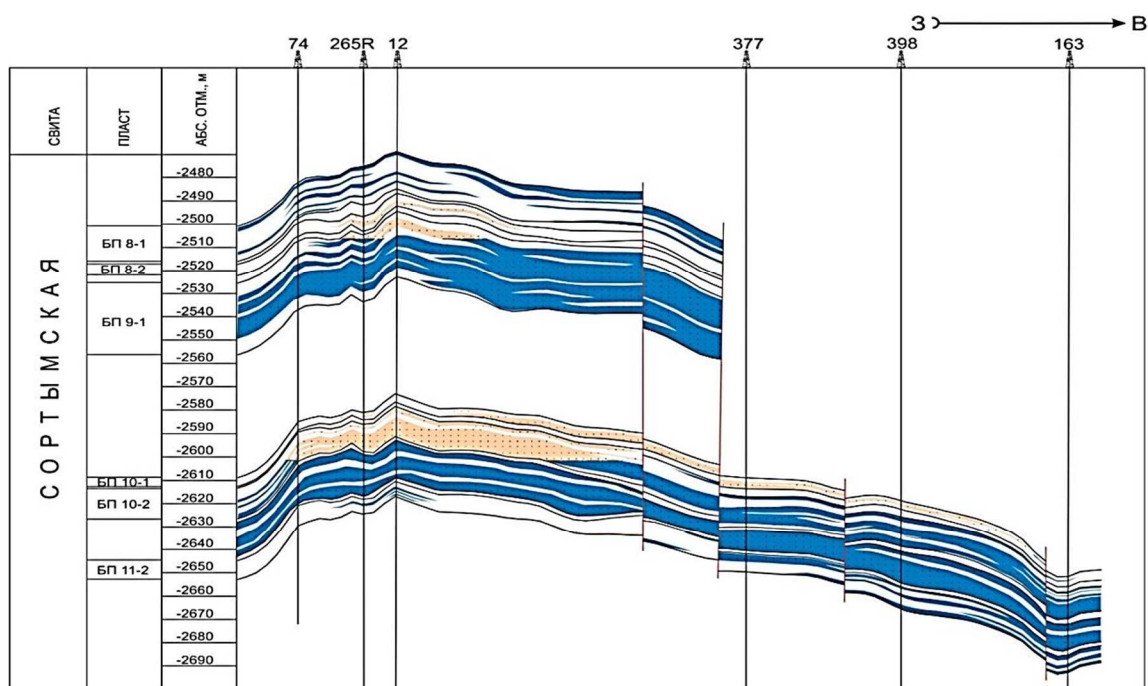


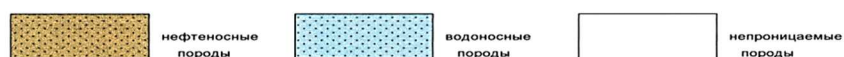
Рисунок 2 – Геологический разрез по линии скважин №№ 107-88-2-23-594Р-51-61-12900 Северо-Тарассовского месторождения



**Рисунок 3** – Геологический разрез по линии скважин №№ 54-55-56-57-58-86Р Северо-Тарасовского месторождения



Условные обозначения



**Рисунок 4** – Геологический разрез по линии скважин №№ 74-265Р-12-377-398-163 Северо-Тарасовского месторождения

При определении положения ВНК учитывалась минимальная толщина глинистых перемычек между пластами БП<sub>14</sub><sup>1</sup> – БП<sub>14</sub><sup>2</sup> – БП<sub>14</sub><sup>3</sup>, не исключающая гидродинамическую связь между ними, и наличие единого водонефтяного контакта. Положение принятого ВНК по пластам БП<sub>14</sub><sup>1</sup> – БП<sub>14</sub><sup>2</sup> – БП<sub>14</sub><sup>3</sup> соответствует интервалу а.о. – 2895 м.

Причём для пластов  $БП_{14}^1$  –  $БП_{14}^2$  отметка ВНК «носит» условный характер, т.к. гипсометрическое положение подошвы коллекторов данных пластов на всей площади их распространения выше этого контакта и, соответственно, нефтенасыщенные.

*Пласт  $БП_{14}^3$*

В отличие от вышележащих пластов пласт  $БП_{14}^3$  не ограничивается зоной его стратиграфического отсутствия в пределах изученной территории, а продолжается на восток в глинистой фации.

*Основная залежь* пласта вскрыта на а.о. – 2717 м. На западе и северо-западе залежь контролируется линией глинизации, на юго-востоке – принятым положением ВНК.

ВНК по пласту  $БП_{14}^3$  принят на а.о. – 2895 м.

Высота залежи с учётом принятого ВНК составила 170 м. Общая толщина пласта изменяется от 15,4 м в центральной части до 8 м на востоке. Суммарные эффективные толщины составляют от 0,4 до 13,6 м. В поле нефтеносности пласта отмечаются небольшие локализованные зоны отсутствия коллекторов.

Пласт  $БП_{14}^3$  связан с рядом залежей, разделённых зонами глинизации коллекторов. Пласт неоднороден как по площади, так и по разрезу.

В пределах Северо-Тарасовской площади выделяется небольшая по размерам литологически ограниченная *залежь в районе скважин №№ 8–28*. Водонефтяной контакт принят условно на а.о. – 2888 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах 2,4–5,4 м. Размеры залежи 3,1×1,0 км.

*Пласт  $БП_{11}^2$*

Залежи пласта  $БП_{11}^2$  выделены в пределах центральной (район скважины № 265Р) и северо-восточной (район скважины № 594Р) частях разбуренного участка Северо-Тарасовской площади. Залежь в районе скважины № 265Р выделена в виде изолированного линзовидного песчаного тела. Залежь в районе скважины № 594Р с запада ограничена условной зоной замещения (скважина № 23), а с востока – принятым ВНК. Пласт характеризуется значительной литологической изменчивостью. Залежь пласта  $БП_{11}^2$  (район скважины № 265Р) вскрыта 2 разведочными и 11 эксплуатационными скважинами. Испытание скважин в пласте не проводилось. Водонефтяная зона вскрыта в скважинах №№ 602Р и 11 на юге и в скважинах №№ 22 и 28 на севере залежи. В соответствии с принятой моделью и положением ВНК размеры залежи составляют  $(0,4÷1,3)×(1,6÷2,1)$  км, высота 5,9 м. Залежь литологически экранированная.

Залежь пласта  $БП_{11}^2$  (район скважины № 594Р) вскрыта 1 разведочной и 24 эксплуатационными скважинами. Пласт характеризуется значительной изменчивостью. Выделенная по ГИС продуктивность в скважинах локализуется условно принятой зоной замещения коллекторов с запада. Опробование скважин в пласте не проводилось. Нефтенасыщенные коллекторы вскрыты на глубинах от – 2618,2 м до – 2632,0 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 м (скважина № 54) до 6,2 м (скважина № 62). Водонефтяная зона вскрыта в скважинах №№ 42, 54, 63, 65 и 351. ВНК условно принят на абсолютной отметке – 2620 м. В соответствии с принятой моделью и положением ВНК размеры залежи составляют  $(0,8÷3,1)×5,8$  км, высота 13,1 м. Залежь литологически и тектонически экранированная.

*Пласт  $БП_{10}^2$*

Пласт  $БП_{10}^2$  является наиболее выдержанным по площади. Залежь контролируется структурным фактором, а в западной и юго-восточной частях – тектоническими нарушениями. Залежь вскрыта 3 разведочными и 78 эксплуатационными скважинами.

Абсолютная отметка глубины залегания кровли нефтенасыщенных коллекторов составляет от – 2565,0 м до – 2605,0 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,3 м (скважина № 351) до 11,7 м (скважина № 7). Промышленная нефтеносность установлена по данным испытаний трёх поисково-разведочных скважин. Две из опробованных скважин (№№ 265Р и 602Р) испытаны совместно с пластом  $БП_{10}^1$ , а в



скважине № 594Р пласт опробовался отдельно. При испытании интервала 2664–2672 м получен совместный водонефтяной приток суммарным дебитом 19,7 м<sup>3</sup>/сут., в том числе нефти 16,3 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 4 мм. Проведёнными промыслово-геофизическими исследованиями установлено, что поступление воды в интервал перфорации происходит с глубины 2685 м (пласт БП<sub>11</sub><sup>1</sup>). Ремонтно-изоляционные работы не привели к ликвидации водоперетока. Скважина № 265Р испытана путём дострела интервала 2661-2668 м. При совместном опробовании с пластом БП<sub>10</sub><sup>1</sup> (интервал перфорации 2651-2655 м) дебит нефти составил 56 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 8 мм, при этом дебит нефти увеличился в 1,6 раза. Положение ВНК обосновывалось по скважинам, вскрывшим на наиболее низких отметках нефтенасыщенные и наиболее высоких отметках водонасыщенные коллекторы пласта. Наиболее высокое положение ВНК вскрыто в скважинах №№ 94 и 95, расположенных в юго-западной части залежи в интервале отметок от – 2589,2 до – 2590,7 м и постепенно погружаясь в северном направлении до отметки – 2615,0 м в скважине № 64. По восточному борту также происходит погружение ВНК в северном направлении. В скважине № 69, расположенной в юго-восточной части залежи, водонасыщенные коллекторы вскрыты на отметке – 2605,2 м, что свидетельствует о его более высоком положении. Погружение в северном направлении происходит до отметки – 2615,0 м в скважине № 13000. Погружение ВНК происходит с юго-запада на северо-восток. Учитывая экстремальные значения отметок контакта – 2590,0 м на юго-западе и – 2615 м на северо-востоке, наклон ВНК составляет 25,0 м. В соответствии с принятым ВНК размеры залежи пласта составляют 3,8×9,0 км, высота 23,8 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

#### *Пласт БП<sub>10</sub><sup>1</sup>*

Развитие пласта БП<sub>10</sub><sup>1</sup> происходит в восточном и северном направлениях; в южном и западном направлениях происходит его выклинивание, установленное в скважинах №№ 12, 21, 27, 23, 74, 82, 68, 79, 107, 266Р и других скважинах. Основная залежь пласта вскрыта 5 разведочными и 66 эксплуатационными скважинами. Абсолютная глубина залегания кровли нефтенасыщенных коллекторов составляет от – 2573,5 м до – 2601,0 м. Нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 0,8 м (скважина № 11) до 4,8 м (скважина № 13000). Промышленная нефтеносность доказана испытанием разведочной скважины № 265Р. Из интервала 2651–2655 м получен фонтан нефти дебитом 35 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 6 мм. Кроме разведочной скважины испытания пласта БП<sub>10</sub><sup>1</sup> проведены во многих эксплуатационных скважинах. С западной и южной сторон залежь ограничена зоной замещения коллекторов непроницаемыми породами, а с восточной стороны – тектоническим нарушением, контролирующим нефтяную залежь. Водонефтяной контакт залежи не вскрыт. Наиболее низкое положение подошвы нефтенасыщенных коллекторов установлено в разведочных скважинах №№ 86Р (отметка – 2612,2 м) и 595Р (отметка – 2615,0 м). ВНК пласта БП<sub>10</sub><sup>1</sup> условно принимается по подошве нефтенасыщенных коллекторов скважины № 595Р на отметке – 2615,0 м. В соответствии с принятым ВНК и установленной зоной глинизации размеры залежи составляют (1,6÷3,8)×9,6 км. Высота залежи 41,5 м. Залежь тектонически и литологически экранированная.

Залежь в районе скважины № 352 вскрыта 7 эксплуатационными скважинами на абсолютных глубинах от – 2595,0 м до – 2619,0 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,4 до 3,6 м.

Испытание залежи не проводилось.

В южном направлении залежь контролируется зоной глинизации, установленной скважиной № 266, с востока и запада – тектоническими нарушениями, выделенными по данным сейсморазведки, в северо-восточном – принятым единым ВНК на отметке – 2641,1 м.

В соответствии с принятой моделью залежи размеры её составляют: длина 6,0 км, ширина 0,5–1,3 км, высота 46,1 м. Залежь тектонически и литологически экранированная.

Залежь в районе скважины № 370 вскрыта 6 скважинами. Абсолютная глубина залегания нефтенасыщенных коллекторов составляет от – 2604,0 м до – 2636,0 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 3,6 м.

Испытание залежи не проводилось.

В южном направлении скважиной № 266 установлена зона глинизации нефтенасыщенных коллекторов, западная и восточная границы залежи ограничены тектоническими нарушениями, а северо-восточная граница проходит по линии ВНК, принятым единым для всех залежей пласта на отметке – 2641,1 м.

В соответствии с принятой моделью залежи района скважины № 370 размеры её составляют: длина 4 км, ширина 0,6–1,1 км, высота 37,1 м. Залежь тектонически и литологически экранированная.

Залежь района скважины № 388 вскрыта 6 скважинами на абсолютных глубинах от – 2614,0 м до – 2638,0 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,6 м до 3,4 м.

Испытание залежи не проводилось.

Южная граница залежи принята по линии глинизации нефтенасыщенных коллекторов непроницаемыми породами, вскрытыми скважинами №№ 415 и 169. Северо-западная и юго-восточная граница залежи проходят по линиям тектонических нарушений, восточная – по подошве нефтенасыщенных коллекторов скважины № 355 на отметке – 2641,1 м. Ближайшие скважины №№ 371 и 390 вскрыли водонасыщенные коллекторы на абсолютных отметках – 2643,2 м и – 2646,1 м.

Исходя из принятой модели залежи района скважины № 388, размеры её составляют: длина 1,8 км, ширина 1,7 км, высота 27,5 км. Залежь тектонически и литологически экранированная.

Залежь в районе скважины № 449 вскрыта одной скважиной. Абсолютная глубина залегания кровли нефтенасыщенного коллектора – 2617,0 м. Нефтенасыщенная толщина составляет 2,9 м.

Залежь с трёх сторон ограничена непроницаемыми породами, а с востока – ВНК, принятым по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора на отметке – 2621,7 м. Залежь литологически экранированная.

*Пласт БП<sub>9</sub><sup>1</sup>*

Пласт БП<sub>9</sub><sup>1</sup> в пределах площади достаточно выдержанный: общие и эффективные толщины площади изменяются незначительно. Продуктивные коллекторы вскрыты 2 разведочными и 26 эксплуатационными скважинами. Несмотря на выдержанную в целом мощность пласта БП<sub>9</sub><sup>1</sup>, центральная и северная части разбуренного участка характеризуются значительной глинизацией кровли пласта, достигая в отдельных скважинах 5–6 м (скважины №№ 33 и 39), что привело к мозаичному характеру структурного плана, а в районе скважины № 45 – к разделению залежи на две самостоятельные: основную и района скважины № 60.

Основная залежь вскрыта 2 разведочными и 22 эксплуатационными скважинами. Абсолютная отметка глубины залегания нефтенасыщенных коллекторов изменяется от – 2500,0 м до – 2508,0 м. Испытание скважин в пласте не проводилось. Нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 1,2 м (скважина № 2) до 6,2 м (скважина № 39). Залежь водоплавающая. Наиболее высокое положение ВНК установлено в южной части залежи в скважинах №№ 1, 2 и 3 на отметках от – 2502,0 до – 2502,5 м с постепенным понижением в северном направлении до отметки – 2512,0 м (скважина № 39). Наклон ВНК с юга на север составляет 10,0 м. В соответствии с принятой моделью залежи и положением ВНК размеры основной залежи пласта БП<sub>9</sub><sup>1</sup> составляют (0,5–1,9)×4,3 км, высота 7,5 м. Залежь массивная.

Залежь в районе скважины № 60 вскрыта 4 скважинами, расположенными узкой полосой шириной 0,6–0,9 км в субмеридиональном направлении. Нефтенасыщенные коллекторы вскрыты на глубинах от – 2505,0 до – 2514,7 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,2 м (скважина № 60) до 6,6 м (скважина № 57). Испытание скважин в пласте не проводилось. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора, на отметке – 2516 м (скважина № 61). В соответствии с принятой моделью залежи и по-



ложением ВНК размеры залежи района скважины № 60 пласта БП<sub>9</sub><sup>1</sup> составляют 0,9×1,6 км. Высота залежи 6,5 м. Залежь массивная.

#### Пласт БП<sub>8</sub><sup>2</sup>

Пласт БП<sub>8</sub><sup>2</sup> на исследуемой площади имеет линзовидное строение. Замещение коллекторов непроницаемыми породами происходит в различных частях площади. В центральной её части отсутствие коллекторов установлено в скважинах №№ 21, 22, 23, 25, 27, 17, 19, 351, 74 и 1, обрамляющие нефтенасыщенные коллекторы.

Вторая зона отсутствия коллекторов выделена в северной части структурного выступа в скважинах №№ 59, 61, 64, 54, 56, 57, 58, 53, 13000 и 13600, внутри которой скважиной № 60 также установлена небольшая по площади залежь углеводородов.

Границы залежи центральной части расширились в юго-восточном направлении до тектонического разлома в результате бурения скважин №№ 68 и 69, в которых по данным ГИС выделены нефтенасыщенные песчаники.

Основная залежь вскрыта 2 разведочными и 12 эксплуатационными скважинами. Нефтенасыщенные коллекторы вскрыты на глубинах от – 2490,0 м до – 2503,0 м. Пласт в пределах контура нефтеносности невыдержанный. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 м (скважина № 4) до 4,1 м (скважина № 5).

Промышленная нефтеносность доказана испытанием скважины № 265. При испытании интервала 2566–2572 м получен фонтан нефти дебитом 16,4 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 6 мм. Остальные скважины продуктивны по данным ГИС.

Водонефтяной контакт по залежи не вскрыт. Наиболее низкое положение ВНК устанавливается в скважине № 9 на отметке – 2505,2 м, самое высокое на отметке – 2494,8 м в скважинах №№ 5 и 18.

Залежь с трёх сторон контролируется выделенными зонами глинизации, а с востока – тектоническим нарушением.

В соответствии с принятой моделью основной залежи, размеры её составляют 3,2×(0,25÷1,5) км, высота 15,5 м.

Залежь литологически и тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины № 60 вскрыта одной скважиной. Абсолютная глубина залегания кровли нефтенасыщенного коллектора – 2505,0 м. Нефтенасыщенная толщина составляет 1,0 м. Размеры залежи 0,5×0,4 км, высота 1,0 м. Залежь литологического типа.

#### Пласт БП<sub>8</sub><sup>1</sup>

В ходе дальнейшего эксплуатационного разбуривания и проведения промысловых геолого-геофизических исследований в северной части месторождения установлена нефтеносность пласта БП<sub>8</sub><sup>1</sup>. Залежи пласта БП<sub>8</sub><sup>1</sup> выделены в пределах северной (скважины №№ 54, 55, 60, 61 и 64) и центральной (скважины №№ 17, 18 и 23) частях разбуренного участка Северо-Тарасовской площади в виде изолированных линзовидных песчаных тел. Следует отметить, что в отчёте 1996 года по неполному комплексу ГИС в разрезе пласта БП<sub>8</sub><sup>1</sup> в скважинах №№ 17, 18 и 23 были выделены нефтенасыщенные прослои. Дополнительные материалы ГИС по вышеприведённым скважинам и данные по новым скважинам явились основанием для выделения нефтяной залежи в районе скважин №№ 17, 18 и 23.

Пласт характеризуется существенной литологической изменчивостью в различных его частях, однако полной его глинизации не установлено ни одной эксплуатационной скважиной, на юго-западе площади пласт более глинистый. В скважинах №№ 83, 87 и 89 и др. происходит частичная глинизация верхней, в других скважинах – средней и нижней части пласта. В центральной и северной частях разбуренного участка происходит увеличение эффективных толщин пласта за счёт опесчанивания кровли пласта, в то время как в средней и подошвенной его части возрастает глинистость.

Залежь района скважины № 17 вскрыта скважинами №№ 17, 18 и 23, абсолютные глубины оставляют от – 2475,0 до – 2477,0 м. При определении условной глубины залегания кровли нефтенасыщенных коллекторов эксплуатационных скважин из общей

глубины вскрытия коллекторов вычитались удлинения на пласт и принята с соответствующим знаком поправка. Выделенная по ГИС продуктивность в скважинах локализуется условно принятой зоной замещения коллекторов, отделяющей продуктивные коллекторы от водоносных. Опробование залежи не проводилось.

Нефтенасыщенные толщины изменяются от 6,0 м (скважина № 18) до 10 м (скважина № 23). Водонефтяная зона не вскрыта.

В соответствии с принятой моделью размеры залежи 0,9х0,8 км, высота 17,2 м. Залежь литологически экранированная.

Залежь в районе скважины № 60 вскрыта скважинами №№ 54, 55, 60 и 64, пробуренными после 1996 года на северном обрамлении структурного выступа. Залежь вытянута узкой полоской северо-восточного простирания и оконтурена водоносными скважинами. Абсолютная глубина залегания кровли нефтенасыщенных коллекторов составляет от – 2486,0 до – 2493,0 м. Опробование залежи не проводилось.

Нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,8 м (скважина № 55) до 8,4 м (скважина № 60).

Выделенная по ГИС продуктивность в скважинах локализуется условно принятой зоной замещения коллекторов, отделяющей продуктивные коллекторы от водоносных.

Водонефтяная зона вскрыта в скважине № 55 в интервале отметок от – 2495,0 до – 2497,1 м, отвечающими подошве нефтенасыщенных и кровле водоносных коллекторов. В западной части залежи ВНК принят по подошве нефтенасыщенных коллекторов на отметке – 2497,8 м скважины № 54.

Исходя из принятой модели и водонефтяными контактами по северной залежи пласта БП<sub>8</sub><sup>1</sup> размеры её составляют 2,0х0,4 км, высота 12,7 м.

Обособленно расположена залежь в районе скважины № 61, имеющая свой водонефтяной контакт, принятый в интервале отметок от – 2485,4 до – 2486,6 м. Глубина залегания кровли нефтенасыщенного коллектора – 2484,0 м. Нефтенасыщенная толщина составляет 1,8 м. Скважина с северо-западной и южной сторон ограничена условной зоной замещения, а с востока – принятым ВНК. Размеры залежи 0,4х0,3 км, высота 1,8 м. Залежь литологически экранированная.

### **Физико-литологическая характеристика пластов-коллекторов, характеристика толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов**

Физико-литологическая характеристика коллекторов изучалась по результатам анализов кернового материала и материалам ГИС.

Всего по скважинам Северо-Тарасовской площади пробурено с отбором керна 4 разведочные и 4 эксплуатационные скважины. Проходка с отбором керна составила 425 м, поднято 317 м керна, что составило 79,3 % к проходке и 2,0 % по отношению к суммарной глубине скважин. Гидродинамические характеристики пород изучены также на керне трёх скважин соседнего Южно-Тарасовского месторождения.

После извлечения из скважины керновый материал подвергался макроскопическому описанию, соответствующим образом обрабатывался и отправлялся для более детального изучения. В Центральной лаборатории концерна «Тюменьгеология» исследовался керн по скважинам №№ 265Р и 266Р. По скважинам №№ 594Р и 595Р физические свойства коллекторов изучались в лаборатории Тарко-Салинской тематической экспедиции. По эксплуатационным скважинам №№ 2, 19 и 22 коллекторские свойства определялись в лаборатории физики пласта СибНИИНП. Керн скважины № 89 исследован в лабораториях ООО «НК «Роснефть» – НТЦ». Исследования по скважинам №№ 135р, 137р и 139р Южно-Тарасовского месторождения проводились ЗАО «Сибнефтепроект».

Керном охвачены породы пластов БП<sub>8</sub><sup>1</sup>, БП<sub>8</sub><sup>2</sup>, БП<sub>9</sub><sup>1</sup>, БП<sub>10</sub><sup>1</sup>, БП<sub>10</sub><sup>2</sup> и БП<sub>11</sub><sup>2</sup>. В целом коллектор характеризуется как терригенный, породы представляют собой песчаники прибрежно-морского генезиса, позднего диагенеза, что обуславливает характер тектурно-структурной неоднородности.

По керну выполнены определения открытой пористости на 698 образцах, проницаемости – на 647 образцах, остаточной водонасыщенности – на 596 образцах, карбонатности – на 123 образцах, гранулометрического состава – на 20 образцах.

При изучении песчанности разрезов, закономерностей изменения литологии по площади и разрезу в комплексе с литолого-петрографическими данными использовались материалы ГИС. По комплексу промыслово-геофизических исследований с учётом увязанного керна проведено выделение эффективных толщин в интервалах продуктивных пластов с разделением их на нефте- и водонасыщенные. Для каждого проницаемого пропластка, охарактеризованного керном, и пласта в целом подсчитаны средние значения всех определяемых в лаборатории параметров.

#### *Пласт БП<sub>8</sub><sup>1</sup>*

Пласт БП<sub>8</sub><sup>1</sup> уверенно коррелируется в разрезах скважин, выдержанный по толщине. Общие толщины изменяются в пределах 9,0–18,6 м, диапазон изменения суммарных эффективных толщин от 1,0 м (скважина № 30) до 10,0 м (скважина № 23), в районе скважины № 351 пласт глинизируется.

В разрезе пласта, в основном, чётко выраженных мощных прослоев песчаника нет, а наблюдается переслаивание песчаных и алевролитоглинистых пород с преобладанием непроницаемых песчано-алевритовых пород, в среднем песчанность составляет 38,1 %. Проницаемая часть представлена 3–6 прослоями толщиной от 0,4 м до 3 м.

Керном пласт охарактеризован в двух скважинах (№№ 2 и 22), из коллекторов вынесено 9,4 м керна, выполнено 85 определений открытой пористости, 82 – проницаемости. Средние значения пористости изменяются от 15,5 % до 19,7 %, а по проницаемости средние значения изменяются от 6,3 фм<sup>2</sup> до 44,0 фм<sup>2</sup>.

#### *Пласт БП<sub>8</sub><sup>2</sup>*

Пласт БП<sub>8</sub><sup>2</sup> более литологически изменчивый, на значительной части площади проницаемые разности замещаются глинистыми породами. Общая толщина пласта изменяется от 1,0 м до 7,0 м, диапазон изменения суммарных эффективных толщин изменяется от 0,6 м (скважина № 41) до 4,1 м (скважина № 5). Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 м (скважины №№ 4 и 60) до 4,1 м (скважина № 5), средняя песчанность составляет 36,2 %.

Керном пласт охарактеризован только в одной эксплуатационной скважине № 2. В целом из пласта вынесено 3,6 м керна, в том числе из эффективных толщин – 1,6 м. Пористость определялась на 24 образцах и в среднем составила 16,2 %, проницаемость по 22 определениям изменяется от 8,2 до 111 фм<sup>2</sup>, составляя в среднем 34,7 фм<sup>2</sup>.

Коллекторами пласта БП<sub>8</sub><sup>2</sup> являются песчаники серые мелко-, среднезернистые, алевролитистые аркозового состава. Структура алевро-псаммитовая, текстура микрослоистая, обусловленная скоплениями чешуек гидратизированной слюды. Обломочный материал составляет 85–90 %, цемент – 5–10 %. Размеры обломков 0,05–0,25 мм, преобладают обломки размером 0,12–0,15 мм. Сортировка средняя, окатанность зёрен слабая. Представлен обломочный материал кварцем (35–40 %), полевыми шпатами (40–55 %), обломками пород (около 5 %) и слюдой. Цемент в породах плёночный и порово-плёночный хлоритового состава. Плёнки тонкие, прерывистые, распространены не повсеместно. Пустые поры встречаются редко, чаще заполнены хлоритом, каолинитом, иногда кальцитом. Упаковка зёрен довольно плотная – широко развиты структуры приспособления зёрен. В количестве около 1 % отмечаются зёрна и включения лейкоксена и других титанистых минералов.

#### *Пласт БП<sub>9</sub><sup>1</sup>*

Пласт БП<sub>9</sub><sup>1</sup> представляет собой мощный и выдержанный коллектор, который представляет собой песчано-алевритовую толщу с неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, с преобладанием песчаников. Общие толщины пласта изменяются от 22,2 м до 31,8 м, а диапазон изменения суммарных эффективных толщин от 11,7 м (скважина № 40) до 26,0 м (скважина № 8). Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,2 м (скважины №№ 60 и 2) до 6,6 м (скважина № 57). Для пласта характерна высокая расчленённость разреза от 3 до 12 проницаемых прослоев. Толщина каждого прослоя от 0,4 м до 14,0 м. Из-за частого переслаивания тонких или

относительно мощных проницаемых и непроницаемых прослоев песчаность меняется от 46,7 % до 89,3 % и по пласту в среднем составляет 67,5 %. В целом из пласта вынесено 9,6 м керна (скважина № 2), в том числе из эффективных толщин – 5,65 м. Фильтрационно-емкостные свойства изучены по скважине № 2 на 93 образцах. Открытая пористость по данным лабораторных исследований изменяется в пределах от 15,3 до 16,9 %, что в среднем составляет 16,2 %. Значения коэффициента проницаемости изменяются от 2,0 до 228 мкм<sup>2</sup>, при среднем значении 47,4 мкм<sup>2</sup>.

Коллекторами пласта БП<sub>9</sub><sup>1</sup> являются мелко-, среднезернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты, серые, буровато-серые, однородные или тонкослоистые за счёт концентрации слюд, углисто-глинистого материала и детрита по плоскостям наслоения. Состав обломочной части аркозовый с явным преобладанием полевых шпатов (46–64 %) над кварцем (27–40 %). Содержание обломков пород не превышает 10 %, слюд 2–5 %. Кварц чистый, прозрачный, регенерация развита в виде тонких прерывистых каёмок на отдельных зёрнах. Полевые шпаты представлены калиевыми разновидностями и плагиоклазами. Они в различной степени изменены: пелитизированы, каолинизированы, серицитизированы. Обломками пород являются эффузивные, глинистые, кварцитоподобные разновидности, слюды представлены биотитом, мусковитом, обычно гидратированы и пластически деформированы. Содержание цемента в породе не более 10 %, по данным рентгеноструктурного анализа состав его хлоритовый и хлорит-каолинитовый. Тип цемента плёночный. Отдельные поры выполнены каолинитом, гидрослюдой, а также минералами аутигенного генезиса (лейкоксен, пирит, анатаз). В целом вторичное минералообразование неинтенсивно и фильтрационно-емкостные свойства во многом предопределяются степенью упаковки обломочного материала, как правило, достаточно плотной. Контакты между зёрнами преимущественно линейные и точечные, значительно распространены конформированные обломки. Открытые поры (0,03–0,08 мм) в ряде случаев усилены коррозией зёрен, что обуславливает значительное повышение коллекторских свойств в подобных прослоях. Непроницаемые прослои в пласте представлены алевролитами тёмно-серыми, мелкозернистыми, сильно глинистыми или переслаиванием алевролитов и аргиллитов, а также песчаниками с базальным кальцитовым цементом толщиной иногда до 2–3 м.

Основной продуктивный горизонт Северо-Тарасовского месторождения БП<sub>10-11</sub> представлен четырьмя пластами: БП<sub>10</sub><sup>1</sup>, БП<sub>10</sub><sup>2</sup> и БП<sub>11</sub><sup>2</sup> – продуктивные, а пласт БП<sub>11</sub><sup>1</sup> – водоносный. Горизонт характеризуется послойной и зональной неоднородностью, которая выражается в частом чередовании разных типов пород по разрезу, их взаимном замещении по простиранию, значительных изменениях толщин пластов. В скважине № 266Р керном охарактеризована крышка горизонта БП<sub>10-11</sub>. Породы представлены аргиллитами тёмно-серыми до чёрных, плотными с прослоями алевролитов песчаных и песчаников мелкозернистых карбонатных.

#### *Пласт БП<sub>10</sub><sup>1</sup>*

Пласт БП<sub>10</sub><sup>1</sup> невыдержан по площади. На южной и западной частях месторождения пласт заглинизирован. Общая толщина пласта изменяется от 1,6 м до 6,6 м, суммарные эффективные толщины изменяются от 0,8 м (скважина № 11) до 5,0 м (скважина № 13000), нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 м (скважина № 11) до 4,8 м (скважина № 13000). В разрезе выделяется 1–2 проницаемых прослоя, преобладают коллекторы толщиной 1–2 м. Керном охарактеризован один нефтенасыщенный коллектор в скважине № 22. Песчаность пласта в среднем составляет 49,6 %. Фильтрационно-емкостные свойства изучены на трёх образцах. Средняя пористость составила 17,3 %, проницаемость – 64,0 мкм<sup>2</sup>.

#### *Пласт БП<sub>10</sub><sup>2</sup>*

Пласт БП<sub>10</sub><sup>2</sup> представляет собой песчано-алевритовую толщу, выдержанную по площади и разрезу. Общая толщина пласта изменяется от 8,4 м до 16,6 м, суммарные эффективные толщины изменяются от 3,8 м (скважина № 79) до 11,7 м (скважина № 7). Пласт изучен керном в трёх скважинах №№ 19, 22 и 265Р. Из нефтенасыщенной части вынесено 20 м керна. Пористость определялась на 100 образцах, средневзвешенное по толщине значение составило 16,7 %, проницаемость по 93 образцам изменяется от 0,6 до 55,3 мкм<sup>2</sup>, в среднем составляя 18,8 мкм<sup>2</sup>.

*Пласт БП<sub>11</sub><sup>1</sup>*

Пласт БП<sub>11</sub><sup>1</sup> является водоносным, выдержан по площади и имеет значительную толщину от 17 до 25 м.

*Пласт БП<sub>11</sub><sup>2</sup>*

Пласт БП<sub>11</sub><sup>2</sup> в пределах Северо-Тарасовского месторождения пласт имеет линзовидное строение, плохо коррелируется в разрезе скважин из-за литологической изменчивости и сильной расчленённости. Песчаность пласта низкая – в среднем составляет 33,8 %. Общая толщина пласта изменяется от 4,8 м (скважина № 13) до 10,4 м (скважина № 34), суммарные эффективные толщины изменяются от 0,8 м (скважина № 265Р) до 6,2 м (скважина № 62), нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 м (скважина № 54) до 6,2 м (скважина № 62). Из пласта вынесено 0,8 м керна в скважине № 594Р, коллекторские свойства не изучались.

Горизонт БП<sub>10-11</sub> является единым нефтегазоносным объектом на Тарасовском и Северо-Тарасовском месторождениях, а по пласту БП<sub>10</sub><sup>2</sup> установлен общий водонефтяной контакт. На Тарасовском месторождении коллекторы горизонта хорошо изучены керном: выполнено 1108 определений открытой пористости, 834 – проницаемости, 68 определений гранулометрического состава, отбирались шлифы.

Коллекторами горизонта являются песчаники мелко-, среднезернистые алевритистые и алевролиты крупнозернистые серые и буровато-серые, однородные или слоистые. Слоистость обусловлена параллельной ориентировкой слюды и углистоглинистого материала и скоплением их по плоскостям наслоения. Наиболее характерны горизонтальная, волнистая, косая слоистости, местами нарушенные ходами илюедов.

По составу породообразующих минералов коллекторы относятся к полимиктовому типу со значительным преобладанием полевых шпатов (50–60 %) над кварцем (30–40 %) и второстепенным содержанием обломков пород (5–10 %) и слюд (от 1–3 до 10 %). Кварц бесцветный, прозрачный, без включений, с равномерным угасанием. Полевые шпаты представлены калиевыми разностями и плагиоклазами, они в различной степени пелитизированы и серицитизированы. Обломки пород – чаще эффузивные, реже кремнистые разности, – хлоритизированы. Слюды распределены неравномерно, представлены сильно измененными мусковитом и биотитом. Цемент коллекторов плёночный и порово-плёночный, по составу преимущественно хлоритовый с примесью гидрослюды и каолинита. Плёнки как тонкие, так и довольно толстые (6-10 микрон), иногда крустификационного строения. Цемент составляет 5–10 % от объёма породы. Сортировка обломочного материала в коллекторах средняя, окатанность зёрен слабая. Довольно часто встречаются пустые поры небольших размеров (0,03–0,08 мм), как седиментационные, так и вторичные. Последние имеют изометричную форму вследствие коррозии зёрен и, как правило, развиты в наиболее проницаемых среднезернистых песчаниках. Часть пор заполнена хлоритом, кальцитом и железистотитанистыми минералами (пирит, лейкоксен) аутигенного генезиса. Непроницаемые прослои сложены аргиллитами в разной степени алевритистыми, хлорит-гидрослюдистого состава и алевролитами мелкозернистыми глинистыми.

Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 2.

**Характеристика вытеснения флюидов.**

**Относительные фазовые проницаемости. Капиллярные свойства пород**

Опыты по вытеснению нефти моделью пластовой воды проведены на 16 образцах керна скважины № 89 Северо-Тарасовского месторождения. Также опыты по вытеснению проведены на 30 образцах керна скважины № 135, на 29 образцах керна скважины №137 и 24 образцах керна скважины № 139 Южно-Тарасовского месторождения. Использование данных исследования кернов скважин Южно-Тарасовского месторождения для характеристики вытеснения на Северо-Тарасовском месторождении обосновано тем, что пласты группы БП на Тарасовской группе месторождений представляют единый геологический комплекс, сформировавшийся в схожих условиях осадконакопления и подвергшийся одинаковым диагенетическим изменениям.

Таблица 2 – Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Северо-Тарасовского месторождения

Параметры	Пласты							
	БП <sub>8</sub> <sup>1</sup>	БП <sub>8</sub> <sup>2</sup>	БП <sub>9</sub> <sup>1</sup>	БП <sub>10</sub> <sup>1</sup>	БП <sub>10</sub> <sup>2</sup>	БП <sub>11</sub> <sup>2</sup>	БП <sub>14</sub>	
Средняя глубина залегания	2550	2574	2578	2668	2668	2697	2756	
Тип залежи	литологическая	литологические и тектонически экранированная	массивная	литологические и тектонически экранированная	пластовая, сводовая с тектоническим экраном	литологические и тектонически экранированная	пластовая, литологически экранированная	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Тип коллектора	<i>терригенный поровый</i>							
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	1170	4079	5520	51226 / 32144*	26122	8827	29605*	
Средняя общая толщина, м	16,6	4,6	28,7	4,8	11,9	8,0	61,2	
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,0	1,5	2,4	2,5	7,0	3,1	7,0	
Пористость, %	17,7	17,3	18,0	18,0	18,4	17,3	17,0	
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,57		0,55	0,62	0,54	0,52	0,60	
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,62	0,56	–	0,65	0,60	0,58	0,60	
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,62	0,56	0,56	0,66	0,60	0,58	0,60	
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	37	27	48	48	66	27	13	
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,45	0,34	0,60	0,28	0,58	0,20	0,19	
Коэффициент расчленённости, ед.	3,4	2,0	7,5	1,5	4,6	2,1	5,6	
Начальная пластовая температура, °С	83,5	84	84	85	85	89	94	
Начальное пластовое давление, МПа		26		27,3	27,3		28,2	
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,46	0,46	0,52	0,70	0,7		0,45	
Вязкость нефти в поверхностных условиях, МПа·с		4,85		5,53	5,53			
Плотность нефти в пластовых условиях, тонн/м <sup>3</sup>		683		682	682		670	
Плотность нефти в поверхностных условиях, тонн/м <sup>3</sup>	819	819	822	824	824	824	820	
Абсолютная отметка ВНК, м	–	–2496	–2502;2512	–2615	–2590;2615	–2620	–2890	
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,513	1,513	1,415	1,381	1,381	1,381	1,490	
Содержание серы в нефти, %		0,14	0,16	0,21	0,21	0,21	0,19	
Содержание парафина в нефти, %		3,97	2,36	2,39	2,39	2,39	2,47	

Окончание таблицы 2

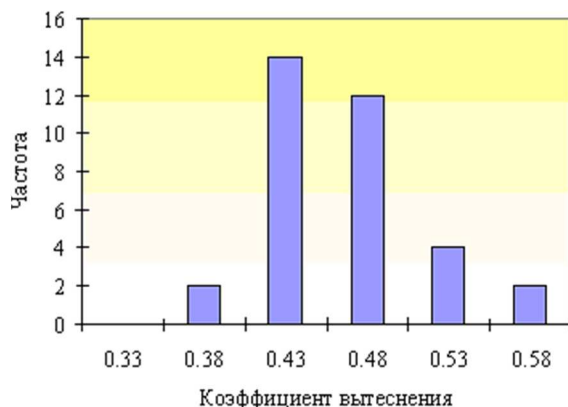
1	2	3	4	5	6	7	8
Давление насыщения нефти газом, МПа	18,9	18,9	17,8	14,5	14,5	14,5	17,9
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	208	208	168	146	146	146	188
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,33
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с							
Плотность воды в пластовых условиях, тонн/м <sup>3</sup>	1015	1015		1012	1012	1012	1013
Плотность воды в поверхностных условиях, тонн/м <sup>3</sup>	1015	1015		1012	1012	1012	1013
Сжимаемость, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>							
нефти		1,14		0,96			3,9
воды	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
породы							
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут·МПа		1,3					
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,440	0,440	0,587	0,465	0,465	0,465	0,560

Примечание: \* в пределах Северо-Тарасовского лицензионного участка

*Пласт БП<sub>8</sub>*

На керне пласта БП<sub>8</sub> поставлено 34 опыта по вытеснению. Фильтрационно-емкостные свойства совокупности образцов следующие: пористость 15,3–20,8 %, среднее арифметическое 18,9 %; проницаемость 16–146 мД, среднее арифметическое 53,5 мД. Характеристики вытеснения совокупности образцов по результатам экспериментов: начальная нефтенасыщенность 59,5–74,0 %, среднее арифметическое 65,8 %; остаточная нефтенасыщенность 26,3–41,7 %, среднее арифметическое 36,6 %; коэффициент вытеснения 0,332–0,586, среднее арифметическое 0,440.

Гистограммы распределений коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности приведены на рисунках 5 и 6. Вид распределений – одномодовый, близок к нормальному, поэтому для характеристик вытеснения можно пользоваться средними значениями.



**Рисунок 5** – Гистограмма распределения коэффициента вытеснения пласта БП<sub>8</sub>

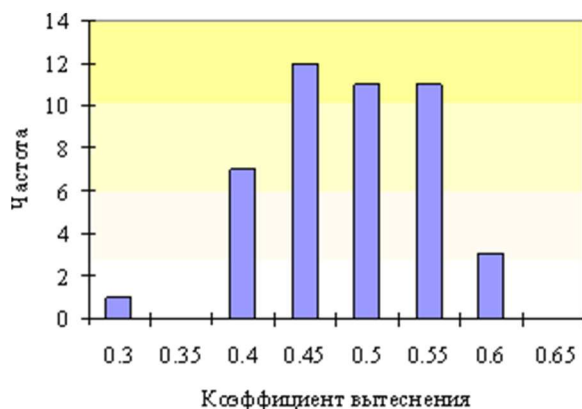


**Рисунок 6** – Гистограмма распределения остаточной нефтенасыщенности пласта БП<sub>8</sub>

*Пласт БП<sub>10</sub><sup>2</sup>*

На керне пласта БП<sub>10</sub><sup>2</sup> поставлено 45 опытов по вытеснению, 16 из них – по скважине № 89 Северо-Тарасовского месторождения, 29 – по скважинам №№ 135 и 137 Южно-Тарасовского месторождения. Фильтрационно-емкостные свойства совокупности образцов следующие: пористость 14,7–19,7 %, среднее арифметическое 17,4 %; проницаемость 2,2–20,0 мД, среднее арифметическое 12,3 мД. Характеристики вытеснения совокупности образцов по результатам экспериментов: начальная нефтенасыщенность 44,3–66,6 %, среднее арифметическое 58,4 %; остаточная нефтенасыщенность 22,5–37,0 %, среднее арифметическое 36,6 %; коэффициент вытеснения 0,292–0,584, среднее арифметическое 0,465.

Гистограммы распределений коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности приведены на рисунках 7 и 8.



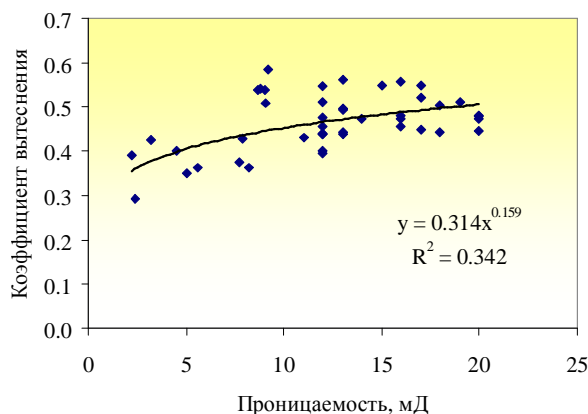
**Рисунок 7** – Гистограмма распределения коэффициента вытеснения пласта БП<sub>10</sub><sup>2</sup>



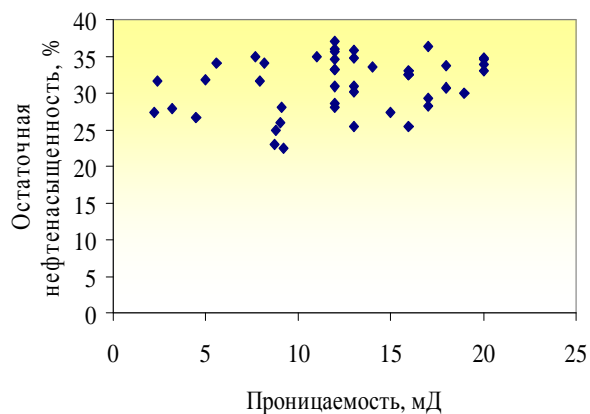
**Рисунок 8** – Гистограмма распределения остаточной нефтенасыщенности пласта БП<sub>10</sub><sup>2</sup>



Графики зависимостей коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости приведены на рисунках 9 и 10.



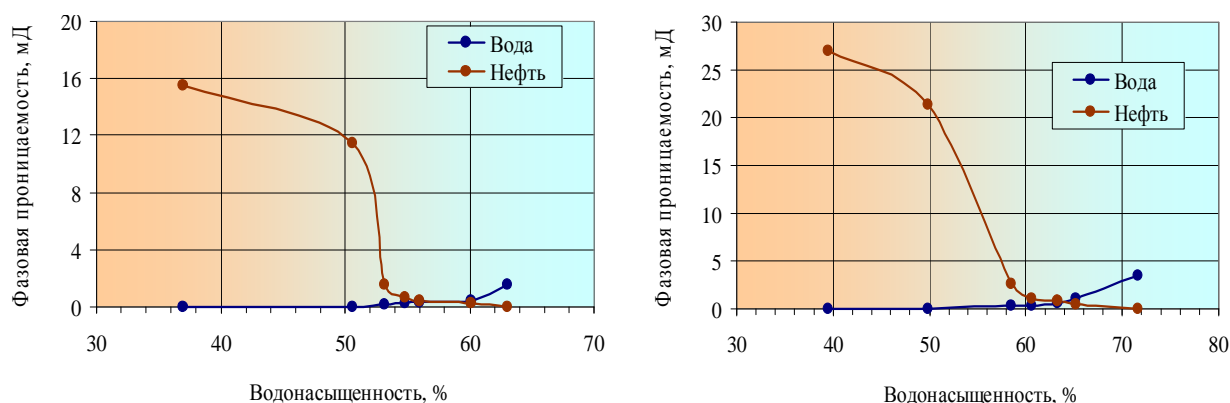
**Рисунок 9** – Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости породы по газу пласта БП<sub>10</sub><sup>2</sup>



**Рисунок 10** – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости породы по газу пласта БП<sub>10</sub><sup>2</sup>

Из графика 9 видна тенденция к увеличению коэффициента вытеснения с увеличением проницаемости породы. Тенденции в поведении остаточной нефтенасыщенности не наблюдается, распределение точек равномерное.

Фазовые проницаемости породы по нефти и воде измерены на двух образцах кернa скважины № 89 пласта БП<sub>10</sub><sup>2</sup>. На рисунке 11 приведены экспериментальные кривые фазовых проницаемостей. Критическая водонасыщенность близка к 50 %, начальная водонасыщенность – около 40 %. Доля нефти, вытесненной в безводном периоде течения, составляет около 50 % общего объема вытесненной нефти. Вид кривых говорит о сильной гидрофильности породы, что согласуется с результатами исследований типа смачиваемости. Отмечаются характерно низкие значения проницаемости по воде: относительные проницаемости по воде в точке равновесной насыщенности по нефти равны 0,099 и 0,128.

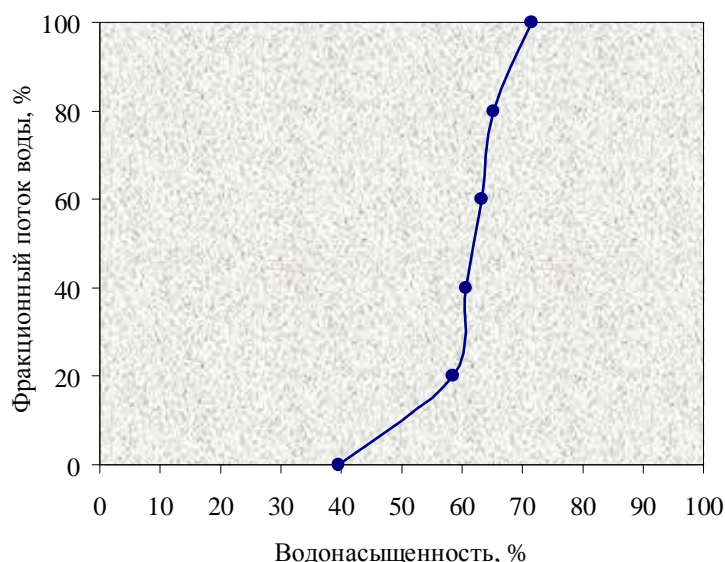


**Рисунок 11** – Результаты определения фазовых проницаемостей скважины № 89 пласта БП<sub>10</sub><sup>2</sup> Северо-Тарасовского месторождения

На рисунке 12 показана зависимость доли воды в двухфазном потоке от водонасыщенности при вытеснении нефти водой, рассчитанная по данным о фазовых проницаемостях породы. Вид кривой характерен для вытеснения лёгких нефтей (выпуклость вверх) с отношением мобильностей фаз меньше либо равным единице. Фронт вытеснения стабилен, вытеснение – поршневого типа.

Кривые капиллярных давлений измерены на 7 образцах породы пласта БП<sub>10</sub><sup>2</sup> скважины № 89 методом центрифугирования. Водоудерживающая способность породы изменяется от 38 до 44 % при давлении 2,7 бар. Расчёт распределения поровых

каналов по размерам показал, что в фильтрации участвуют преимущественно поры диаметром от 3 до 27 мкм, но наибольший объём в поровом пространстве исследуемых пород скважины № 89 занимают поры менее 0,5 мкм (37,0–44,0 %). Указанное обстоятельство обуславливает сравнительно невысокие фильтрационные характеристики рассматриваемых коллекторов ( $1,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> –  $30,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

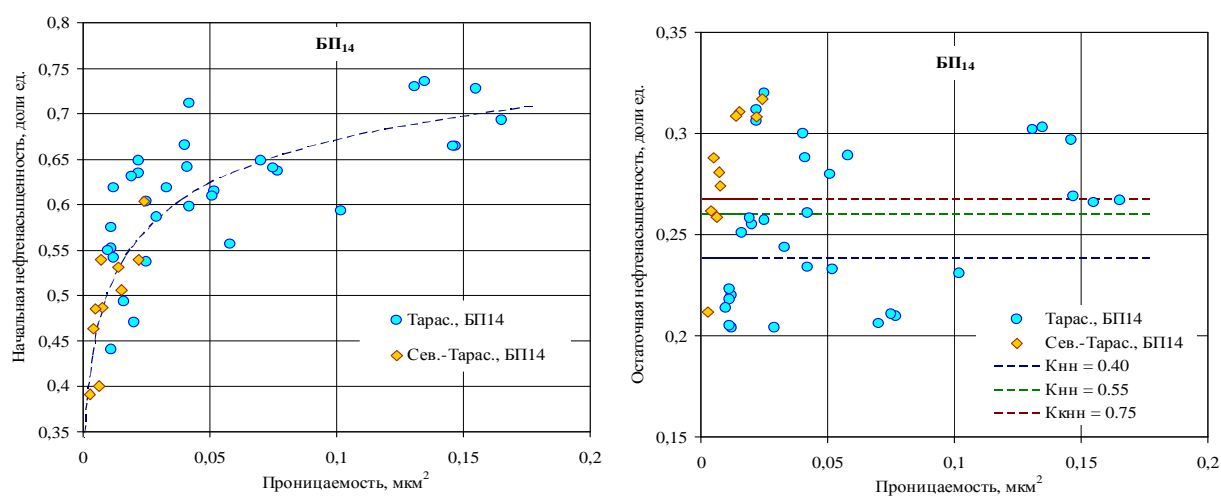


**Рисунок 12** – Зависимость доли воды в двухфазном потоке от водонасыщенности скважины № 89 пласта БП<sub>10</sub> Северо-Тарасовского месторождения

#### Пласт БП<sub>14</sub>

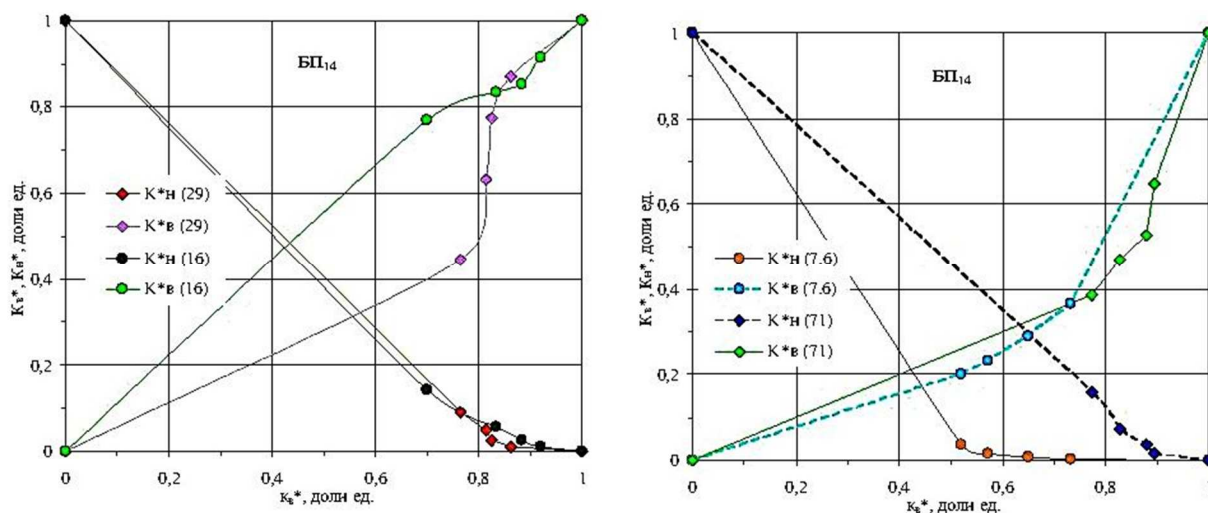
Опыты по вытеснению нефти водой проводились на коллекции из 54 образцов керна, в том числе на 15 образцах керна, взятого из скважин Северо-Тарасовского месторождения, 39 образцах керна скважин Тарасовского месторождения. Фильтрационно-емкостные свойства совокупности образцов следующие: пористость 15,3–20,8 %, среднее арифметическое 18,9 %; проницаемость 5,7–45,6 мД, среднее арифметическое 41,1 мД. Характеристики вытеснения совокупности образцов по результатам экспериментов: начальная нефтенасыщенность 47,5–79,8 %, среднее арифметическое 56,4 %; остаточная нефтенасыщенность 17,8–41,7 %, среднее арифметическое 25,1 %; коэффициент вытеснения 0,332–0,725, среднее арифметическое 0,539.

Зависимость начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости для керна пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения показана на рисунке 13.



**Рисунок 13** – Зависимость начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости для керна пласта БП<sub>14</sub> (линии – расчётные значения остаточной нефтенасыщенности для различных уровней начальной)

Вид кривых ОФП (рис. 14) позволяет сделать вывод о гидрофильном характере поверхности горной породы: точка равенства относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды (построенных в обычных, ненормированных координатах) соответствует водонасыщенности, превышающей 50 %, а ОФП для воды при  $K_n = 0$  ( $K_e^{max}$ ) составляет менее 20 % от  $K_n^{max}$ .



**Рисунок 14** – Диаграммы ОФП в нормированных координатах для керна пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения (в скобках – проницаемость образцов по газу,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>)

Эта оценка подтверждается проведёнными специальными исследованиями смачиваемости керна (по ОСТ 39-180-85 «Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород»). По результатам капиллярного впитывания в образцы экстрагированного керна керосина и пресной воды в атмосферных условиях и в гравитационном поле при центрифугировании рассчитывался показатель смачиваемости  $M$ : для чисто гидрофобной среды  $M = 0$ , для чисто гидрофильной –  $M = 1$ . Для подавляющего большинства образцов значения коэффициента смачиваемости превышают 0,75, т.е. они относятся к категории гидрофильных.

Из гидрофильных пород основная часть нефти добывается во время безводного периода, вытеснение нефти идёт в режиме, близком к поршневому и заканчивается при прокачке до 1,5–2,0 поровых объёмов воды.

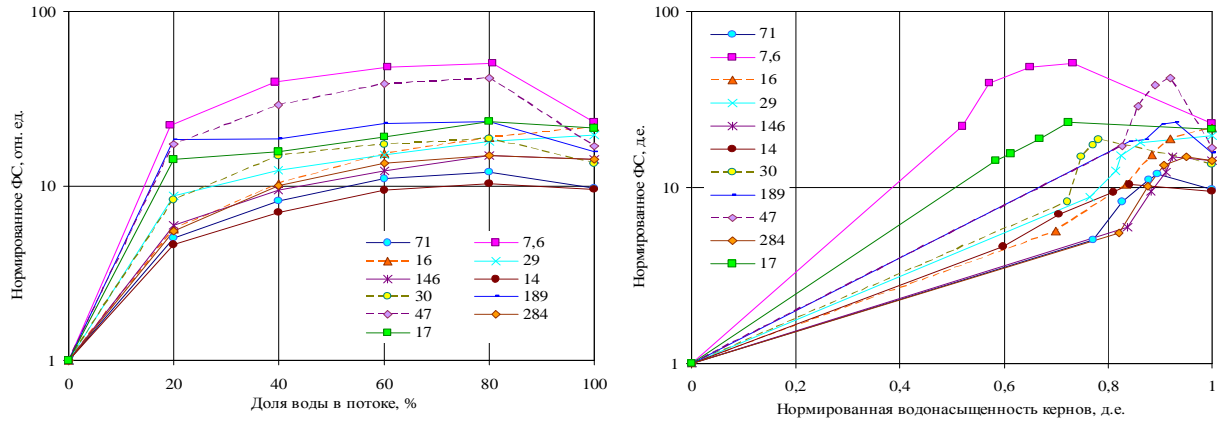
По результатам проведённых опытов при совместном течении нефти и воды определялось фильтрационное сопротивление  $\Phi C = \frac{\Delta P}{Q}$  ( $\Delta P$  – перепад давления на

образце, кгс/см<sup>2</sup>;  $Q$  – суммарный расход нефти и воды, см<sup>3</sup>/с) в зависимости от доли воды в потоке и нормированной водонасыщенности кернов (рис. 15). Фильтрационное сопротивление приведено к величине  $\Phi C$  в начальной точке – при 100 % нефти в потоке. Как видно, уже при небольшой (20 %) доле воды в потоке происходит резкое увеличение водонасыщенности пористой среды, и к этому моменту вытесняется уже более половины (от 52 до 84 %) подвижной нефти. При этом резко возрастает фильтрационное сопротивление образцов – от 4,6 до 19,4 раз.

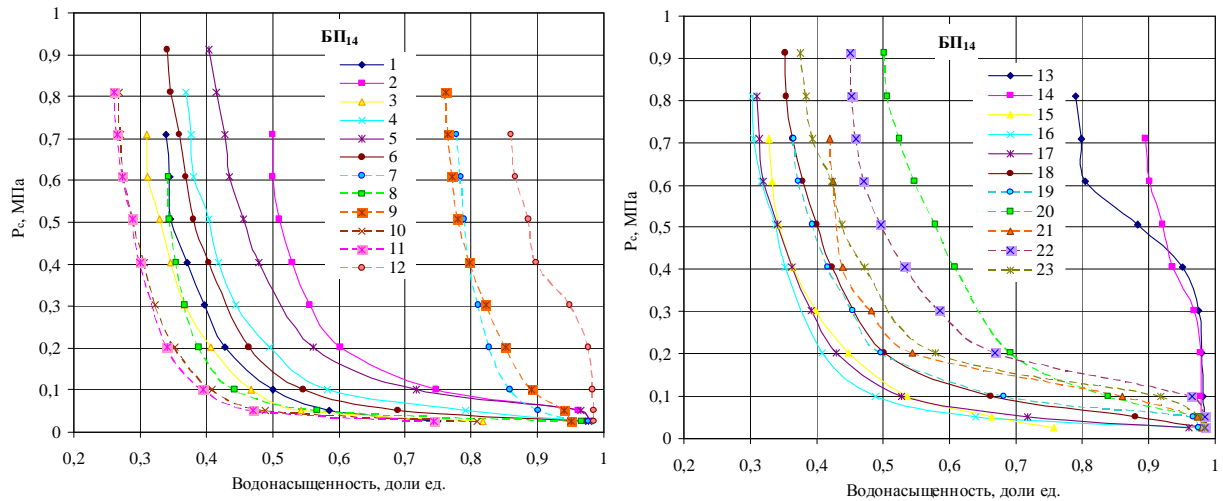
Особенности фильтрации жидкости и ОФП, рассмотренные выше, будут существенно влиять на показатели добычи. При увеличении водонасыщенности пласта пропластки коллектора с малой проницаемостью, гидропроводность которых и так низка, могут полностью заблокироваться. После прорыва воды к добывающим скважинам обводнённость продукции будет быстро возрастать, а сопутствующее резкое возрастание  $\Phi C$  пород должно приводить к кратному снижению общего дебита по жидкости (при тех же градиентах давления в пласте).

Данные по зависимости капиллярного давления  $P_c$  от водонасыщенности  $K_v$  для керна пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского и Восточно-Тарасовского месторождений получены методом центрифугирования для системы «вода – воздух» в лабораторных условиях (при комнатной температуре и атмосферном давлении). Опыты проводились в двух

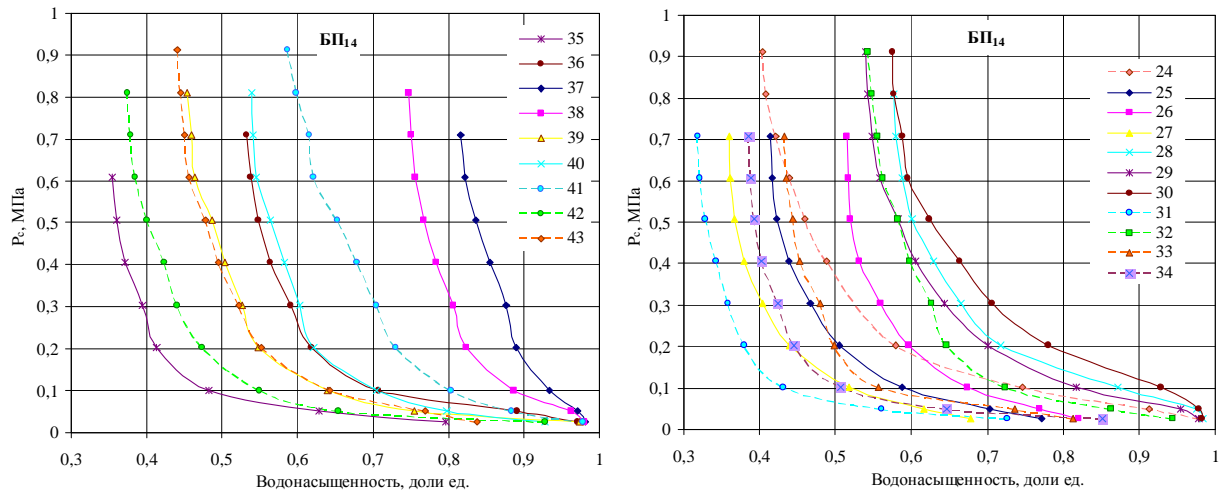
организациях – ВНИГНИ (с использованием ультрацентрифуги фирмы «Вестан») и ЗАО «Сибнефтепроект». Поскольку аппаратура во ВНИГНИ является более совершенной, эти данные являются более надёжными и рекомендуются к дальнейшему использованию. Данные по капиллярному давлению представлены на рисунках 16–18.



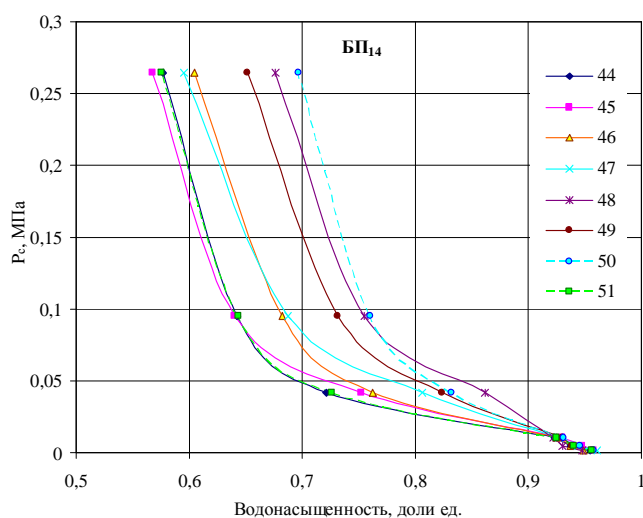
**Рисунок 15** – Зависимость фильтрационного сопротивления ФС от доли воды в потоке и водонасыщенности (в скобках – проницаемость образцов по газу,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>)



**Рисунок 16** – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для ядерного материала пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения



**Рисунок 17** – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для ядерного материала пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения



**Рисунок 18** – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для ядерного материала пласта БП14 Тарасовского месторождения

Для того чтобы привести их к безразмерному виду, использовалась известная функция Леверетта:

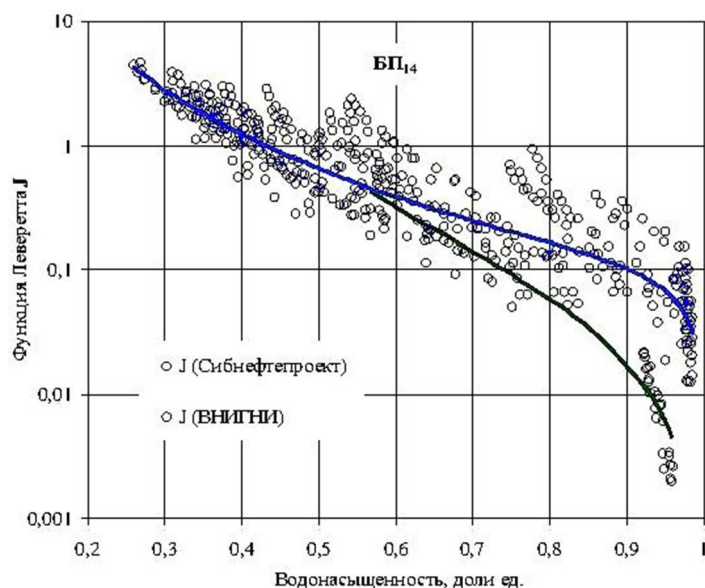
$$J = \frac{3,183 \cdot P_k \cdot \sqrt{\frac{k_{пр}}{k_n}}}{\gamma \cdot \cos \theta},$$

где  $J$  – функция Леверетта;  $P_k$  – капиллярное давление, 105 Па;  $k_{пр}$  – коэффициент проницаемости,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $k_n$  – коэффициент пористости, доли ед.;  $\gamma$  – поверхностное натяжение на поверхности «углеводороды – пластовая вода», кг/с<sup>2</sup>;  $\theta$  – угол смачиваемости, град.

Зависимость  $J$  от водонасыщенности  $k_e$  аппроксимировали функцией вида:

$$J = a \cdot \left( \frac{1}{k_e} - 1 \right)^{(b-c \cdot k_e)}$$

с параметрами  $a$ ,  $b$  и  $c$ . Результаты расчётов приведены на рисунке 19.



**Рисунок 19** – Зависимость функции Леверетта  $J$  от водонасыщенности для ядерного материала пласта БП14 Тарасовского месторождения

Следует заметить, что данные по пласту БП<sub>14</sub>, полученные во ВНИГНИ, аппроксимируются близкими функциями  $J = f(k_g)$ , что свидетельствует о сходстве капиллярметрических характеристик kernового материала данных пластов.

Результаты лабораторных фильтрационных экспериментов использовались для обоснования коэффициента вытеснения нефти водой по залежам продуктивного пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения (некоторые точки с экстремально высокими или низкими значениями остаточной нефтенасыщенности рассматривались как выбросы и были исключены из рассмотрения).

Следует подчеркнуть, что коэффициент вытеснения является производной величиной:  $K_{\text{выт}} = \frac{k_{\text{HH}} - k_{\text{HO}}}{k_{\text{HO}}}$ , и определяется базовой зависимостью  $k_{\text{HO}} = f(k_{\text{HH}})$ . Заме-

тим, что остаточная нефтенасыщенность слабо коррелирует с величинами  $k_{\text{HH}}$  и  $k_{\text{пр}}$ . Однако в любом случае при обработке данных (независимо от степени их корреляции) необходимо получить усреднённые зависимости, которые можно было бы использовать для расчётов средних величин остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по залежам.

Для этой зависимости предложено использовать достаточно простую нелинейную функцию:

$$k_{\text{HO}} = \frac{k_{\text{HH}}}{1 + C \cdot k_{\text{HH}}^n},$$

где  $C$  – настроечный параметр;  $n$  – показатель нелинейности.

Линейная зависимость является её частным случаем – при  $n = 0$ , а при  $n = 1$  она переходит в известное уравнение Ланда. Достоинством предложенной зависимости является то, что она позволяет дифференцировать коэффициенты вытеснения по начальной нефтенасыщенности:

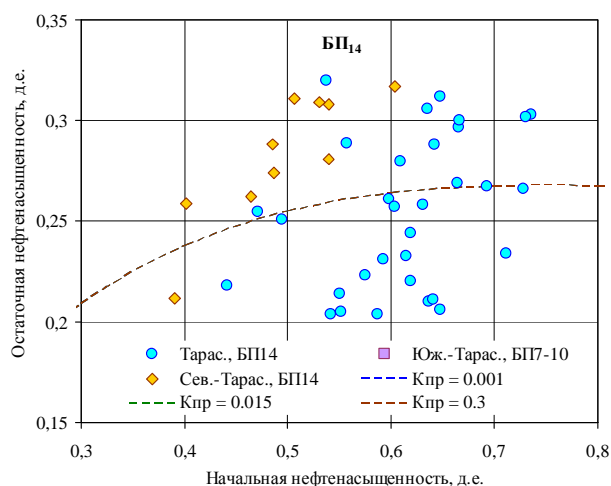
$$K_{\text{выт}} = \frac{C \cdot k_{\text{HH}}^n}{1 + C \cdot k_{\text{HH}}^n}.$$

Параметр  $C$ , в свою очередь, позволяет учесть в данной зависимости вклад от проницаемости среды:  $C = p \cdot k_{\text{пр}}^q$ . Значения коэффициентов  $p$  и  $q$ , при которых наблюдается наилучшее соответствие между расчётными и экспериментальными величинами остаточной нефтенасыщенности, приведены ниже.

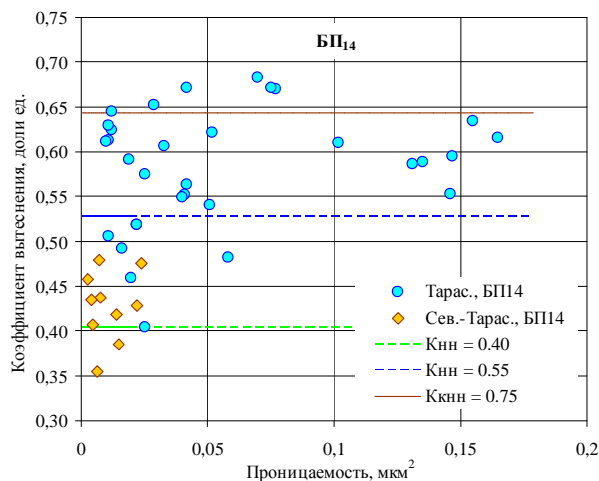
Пласты	Параметры		
	$n$	$p$	$q$
БП <sub>14</sub>	1,550	2,814	0

Расчётные зависимости  $k_{\text{HO}} = f(k_{\text{HH}})$  для трёх различных уровней проницаемости – минимальной, средней и максимальной, в виде линий приведены на рисунке 20. Зависимости  $K_{\text{выт}} = f(k_{\text{пр}})$  представлены на рисунке 21, где линиями изображены расчётные зависимости для трёх различных уровней начальной нефтенасыщенности.

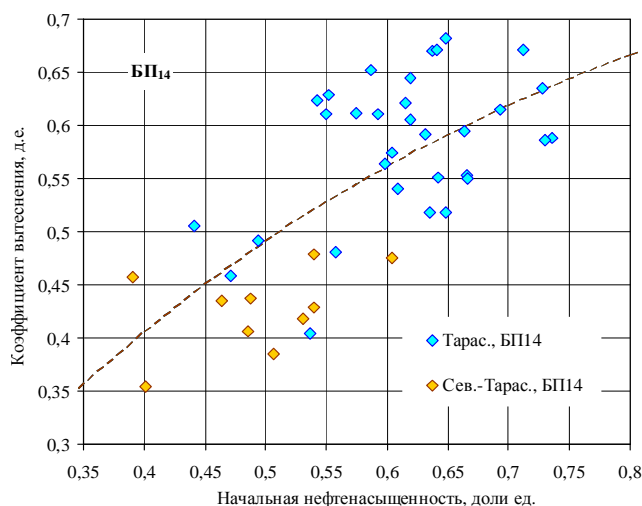
Зависимости  $K_{\text{выт}}$  от начальной нефтенасыщенности приведены на рисунке 22 (линии – расчёт для различных уровней проницаемости). Заметим, что для пласта БП<sub>14</sub> зависимость остаточной нефтенасыщенности от начальной имеет универсальный характер (не зависит от проницаемости), и соответственно расчётный коэффициент вытеснения также не зависит от проницаемости и определяется только величинами начальной нефтенасыщенности.



**Рисунок 20** – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от начальной для ядра пласта БП<sub>14</sub> (линия – расчёт)



**Рисунок 21** – Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости для ядра пласта БП<sub>14</sub> (линии – расчёт для различных уровней начальной нефтенасыщенности)



**Рисунок 22** – Зависимость коэффициента вытеснения от начальной нефтенасыщенности для ядра пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения (линии – расчёт для различных уровней проницаемости, мкм<sup>2</sup>)

### Свойства и состав пластовых флюидов

В процессе разведочных работ и эксплуатации на Северо-Тарасовском месторождении проводились комплексные исследования нефтяных объектов. При исследовании скважин отбирались поверхностные и глубинные пробы нефти и растворённого газа.

Поверхностные пробы нефти отбирались из выкидных линий при работе скважин на определённом режиме. Все исследования поверхностных проб нефти проводились по методикам, предусмотренным Государственными стандартами. Глубинные пробы отбирались с помощью глубинных пробоотборников типа ВПП-300 и ПД-3М. Результаты этих исследований приведены в таблице 3.

**Таблица 3** – Результаты исследования поверхностных проб нефтей горизонта БП<sub>14</sub>

Наименование свойств, параметров	Количество исследований		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	63	75	808,0–864,0	829,7
Вязкость, мПа·с				
при 20 °С	63	75	2,9–17,8	5,4
при 50 °С	62	72	1,8–9,5	2,9



Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5
Молярная масса, г/моль	53	64	160–247	184,0
Температура застывания, °С	54	63	(– 30,0)–1,0	– 12,1
Температура начала кипения, °С	62	72	35,0–110,0	57,1
Температура плавления парафина, °С	63	75	50,0–67,0	57,1
Массовое содержание, %				
серы	61	73	0,10–0,53	0,20
смолянистых веществ	63	75	1,60–7,60	4,03
асфальтенов	63	75	0,05–1,11	0,37
парафинов	63	75	1,22–3,66	2,47
воды	20	22	0,01–40,2	7,34
механических примесей	6	6	0–0,05	0,03
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 °С	55	63	3,0–13,5	8,3
до 150 °С	62	72	10,0–31,0	21,4
до 200 °С	62	72	18,0–40,0	32,7
до 250 °С	62	72	26,0–52,0	43,2
до 300 °С	62	72	38,0–62,0	54,1
до 350 °С	40	45	58,0–73,0	66,3
Шифр технологической классификации (по ГОСТ 912-66)	IT <sub>1</sub> П <sub>2</sub>			

Исследования проб пластовых нефтей проводились по методике ВНИИнефть однократным и ступенчатым способами сепарации. Определялись следующие параметры нефти: давление насыщения, коэффициент сжимаемости, газосодержание, объемный коэффициент, плотность и вязкость пластовой и дегазированной нефти и другие. Комплексные исследования состава и свойств пластовых нефтей выполнялись на образцах глубинных проб с помощью аппаратуры высокого давления типа АСМ-300 и РVT-12. Результаты исследования глубинных проб нефти и нефтяного газа приведены в таблице 4.

**Таблица 4** – Результаты анализов газа, полученных при разгазировании глубинных проб нефти горизонта БП<sub>14</sub>

Наименование	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в пластовых условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Молярная концентрация компонентов, %					
сероводород	отсутствует				
двуокись углерода	0,15	0,00	0,16	0,00	0,15
азот + редкие	0,92	0,00	0,98	0,00	0,55
метан	60,24	0,25	64,46	0,05	35,06
этан	10,51	0,30	11,16	0,34	5,70
пропан	14,57	1,66	13,94	3,19	8,23
изобутан	2,87	0,93	2,26	1,72	1,90



Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6
нормальный бутан	6,94	3,31	4,99	5,72	5,03
изопентан	1,76	2,29	0,98	3,16	1,93
нормальный пентан	2,02	3,47	1,05	4,49	2,60
остаток С6+	0,02	87,79	0,01	81,34	38,85
молекулярная масса	28,1	172,0	25,9	163,4	91,9
плотность, кг/м <sup>3</sup>	1,17	828	1,08	819	708

Хроматографический анализ компонентного состава нефти и нефтяного газа проведены на приборах «Хром-5», ЛХМ-80 и «Вариан-3700». Технологические характеристики разгазированной нефти исследованы на ротационном реовискозиметре «Реотест-2».

Залежи пласта БП<sub>8</sub><sup>1</sup> и БП<sub>9</sub><sup>1</sup> пробами пластовых флюидов не охарактеризованы.

Наиболее полно аналитическим материалом охарактеризованы залежи горизонта БП<sub>10</sub>, исследовано 16 поверхностных проб нефти, 7 из них признаны качественными.

Устьевых проб растворённого газа не отобрано. Нефтяной газ глубинных проб нефти также исследован методами однократной (31 анализ) и ступенчатой (30 анализов) сепарации, из них качественные – 4, остальные анализы забракованы. Таким образом, при анализе новых полученных данных большинство проб отбраковано.

Ниже даётся осреднённая характеристика нефти горизонта БП<sub>10</sub>.

Нефть лёгкая (средняя плотность по устьевым пробам 838 кг/м<sup>3</sup>), малосернистая (0,21 %), с содержанием парафинов 2,39 %. Парафины плавятся при температуре 56,6 °С. Содержание силикагелевых смол равно 4,75 %, т.е. нефть малосмолистая. Кинематическая вязкость, определённая при 20 °С, составляет  $5,53 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с, при 50 °С –  $2,69 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с, динамическая вязкость нефти в пластовых условиях составила 0,70 мПа·с, в стандартных – 1,64 мПа·с. Нефть закипает при температуре 62 °С, бензиновых фракций, выкипающих до 300 °С, содержится 54,4 объём. %, молекулярный вес достигает 191. Средняя плотность пластовой нефти по результатам однократного разгазирования 699 кг/м<sup>3</sup>, при ступенчатой сепарации – 682 кг/м<sup>3</sup>, плотность сепарированной нефти соответственно 838 и 824 кг/м<sup>3</sup>. Усадка нефти составляет 26,7 % по однократному разгазированию. Объёмный коэффициент, рассчитанный на стандартные условия по однократной и ступенчатой сепарации, равен соответственно 1,292 и 1,381. Растворённый в нефти газ охарактеризован глубинными пробами в 9 скважинах однократного и в 6 скважинах ступенчатого разгазирования. Нефтяного газа в нефти плотностью 1,164 кг/м<sup>3</sup> по однократной и 1,097 кг/м<sup>3</sup> по ступенчатой сепарации содержится соответственно 163,09 м<sup>3</sup>/т и 146,42 м<sup>3</sup>/т. Коэффициент растворимости газа составляет  $9,73 \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{МПа}$ . Растворённый в нефти газ метанового состава с повышенным содержанием тяжёлых углеводородов. По ступенчатой сепарации метана в газе содержится 63,09 %, этана – 13,00 %, пропана – 13,47 %, изобутана – 1,77 %. Относительная плотность газа по воздуху – 0,966 по однократному и 0,913 по ступенчатому разгазированию.

Рассматривая изменение основных параметров нефти по площади, можно наблюдать увеличение плотности и вязкости пластовой нефти от сводовой части месторождения к крыльям. Если в скважине № 265R, расположенной в приподнятой части структуры, плотность и вязкость нефти составляют соответственно 837 кг/м<sup>3</sup> и 0,49 мПа·с, то на севере в приконтурной скважине № 128 изменяются соответственно до 844 кг/м<sup>3</sup> и 0,68 мПа·с.

Таким образом, нефти продуктивных пластов Северо-Тарасовского месторождения лёгкие, малосернистые, малосмолистые, парафиновые, относятся к классу с высоким содержанием лёгких фракций, нефтяной газ метанового состава, сероводород, аргон и гелий не обнаружены.

На Северо-Тарасовском месторождении из горизонта БП<sub>10-11</sub> отобрано 29 проб пластовой воды.

По данным достоверных проб среднее значение минерализации пластовых вод горизонта составило 16,6 г/л, тип вод – хлоридно-кальциевый.

Эти результаты хорошо согласуются с данными по Тарасовскому месторождению, где средняя минерализация составила 15,7 г/л.

Основными солеобразующими элементами являются ионы натрия + калия с содержанием от 80 до 92 %-экв., ионами хлора, концентрация которых изменяется от 91 до 97 %-экв. Ионы  $\text{Ca}^{2+}$  присутствуют в количестве 10–24 %-экв., ионы  $\text{Mg}^{2+}$  – в ряде проб не обнаружены, в остальных же содержится до 1 %-экв. Средние значения содержания микроэлементов в пробах вод горизонта БП<sub>10–11</sub> составили: I – 4,8 мг/л, F – 7,1 мг/л, Br – 25,6 мг/л.

Плотность вод в стандартных условиях изменяется от 1,007 до 1,012 г/см<sup>3</sup>.

Диапазон изменения и средние значения основных характеристик пластовых вод объекта БП<sub>14</sub> (по результатам анализа поверхностных проб) приведены в таблице 5. Результаты исследования показывают, что основными солеобразующими компонентами являются ионы хлора, натрия и кальция.

**Таблица 5** – Химический состав и физические свойства пластовых вод горизонта БП<sub>14</sub>

Наименование свойств, параметров	Диапазон значений	Среднее значение
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup> :		
в стандартных условиях	1002–1023	1013
в условиях пласта	–	976
Вязкость воды, мПа·с:		
в стандартных условиях	–	–
в условиях пласта	–	0,32
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	–	3,0
Коэффициент сжимаемости, 10–4 1/МПа	–	4,7
Объёмный коэффициент, доли ед.	–	1,041
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв./л)		
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	4680–9030	6020 / 251
$\text{Ca}^{+2}$	200–1483	807 / 40,3
$\text{Mg}^{+2}$	12–784	148 / 12,3
$\text{Cl}^-$	8520–15400	10800 / 303
$\text{HCO}_3^-$	305–1403	662 / 10,9
$\text{CO}_3^{2-}$	–	–
$\text{SO}_4^{2-}$	12,2	12,2 / 0,3
Общая минерализация, г/л	15,1–26,2	18,5
Водородный показатель, pH	5,0–7,0	5,9
Жёсткость общая, мг-экв./л	20,1–121	52,7
Химический тип воды (по В.А.Сулину)	хлоридно-кальциевый	
Количество проб (скважин)	78 (41)	

Анализы газа, растворённого в воде, в пределах Северо-Тарасовской площади не проводились. Содержание отдельных компонентов приводится по Тарасовской площади. Основным составляющим компонентом растворённого в воде газа является метан, его содержание достигает для пластов БП<sub>10–11</sub> до 92,6 %. Повышенное содержание азота обнаружено в скважине № 73 (9,11 %), в скважинах №№ 71 и 76 установлены максимальные значения этана (11,31–11,47 %) и пропана (13,62–13,46 %) соответственно.

Две качественные пробы отобраны из пласта БП<sub>7</sub> (скважина № 265Р, интервал 2517–2525 м). Среднее значение минерализации составило 14,8 г/л, воды хлоридно-кальциевые, плотностью 1,009 г/см<sup>3</sup>.

По данным исследования поверхностных проб нефть пласта БП<sub>14</sub> характеризуется как парафинистая – содержание парафинов 2,47 %. По углеводородному составу нефть относится к смешанному типу, причём в основном наблюдается преобладание нормальных бутана и пентана над разветвлёнными изомерами. Нефтяной газ жирный.

Результаты исследования глубинных проб нефтей горизонта БП<sub>14</sub> приведены в таблице 6.

**Таблица 6** – Результаты исследования глубинных проб нефтей горизонта БП<sub>14</sub>

Наименование свойств, параметров	Диапазон значений	Принятые значения*
Пластовое давление, МПа	20,6–27,6	26,2
Пластовая температура, °С	80,0–90,0	86
Давление насыщения, МПа	12,6–25,6	17,6
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	108,6–247,4	223
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т	169,9–229,2	197
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	638,0–722,5	665
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	0,31–0,88	0,44
Коэффициент объёмной упругости, 10 <sup>-4</sup> 1/МПа	12–30	24,8
Объёмный коэффициент, доли ед.:		
при однократном разгазировании	1,314–1,665	1,601
при дифференциальном разгазировании	1,370–1,577	1,487
Плотность нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup> при 20 °С		
при однократном разгазировании	1,00–1,26	1,19
при дифференциальном разгазировании	0,95–1,13	1,05
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup> :		
при однократном разгазировании	808,0–840,7	834
при дифференциальном разгазировании	787,9–827,0	818
* Протокол ЦКР № 986 от 24.12.2004 г. (подсчёт запасов нефти, газа и конденсата Тарасовского и Восточно-Тарасовского месторождения)		

### **Запасы углеводородов**

На базе всех имеющихся данных был произведён пересчёт запасов в количестве: балансовые запасы нефти по категориям В + С<sub>1</sub> – 16,1 млн тонн, категории С<sub>2</sub> – 7,6 млн тонн. Вновь подсчитанные запасы были утверждены ГКЗ Роснедра.

По величине извлекаемых запасов нефти категории С<sub>1</sub> участок относится к категории мелких (5335 тыс. тонн). Запасы утверждены в ГКЗ РФ в 2004 году. Добыча с начала разработки составляет 661 тыс. тонн. Степень выработанности – 12,4 %.

В целом по месторождению по состоянию 01.01.2019 г. на государственном балансе числятся запасы нефти в количестве по категориям (геологические / извлекаемые) нефти: ВС<sub>1</sub> – 21896/8256 тыс. тонн; С<sub>2</sub> – 7835 / 2770 тыс. тонн.

Запасы, утверждённые ГКЗ, составляют (геологические / извлекаемые) нефти: ВС<sub>1</sub> – ВС<sub>1</sub> – 21896/8256 тыс. тонн; С<sub>2</sub> – 7835 / 2770 тыс. тонн.

В таблице 7 приведены сведения о подсчётных параметрах запасов нефти и растворённого газа Северо-Тарасовского месторождения.

В таблице 8 приведено состояние запасов нефти на 01.01.2019 г.

Таблица 7 – Состояние запасов нефти на 01.01.2019 г. Северо-Тарасовского месторождения

Пласты	Начальные запасы нефти, тыс. тонн												Добыча на 01.01.2019г.	Текущие запасы нефти, тыс. тонн			Текущий КИИ В+С <sub>1</sub>
	Утвержденные ГКЗ МПР Роснедра				На государственном балансе				геологические					извлекаемые			
	В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>		В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	В+С <sub>1</sub>	
БП <sub>8</sub> <sup>1</sup>	0	199	0	64	–	0,322	0	199	0	64	–	0,322	0	199	0	64	0
БП <sub>8</sub> <sup>2</sup>	124	87	35	23	0,282	0,264	124	87	35	23	0,282	0,264	104	87	15	23	0,161
БП <sub>9</sub>	563	226	135	56	0,240	0,248	563	226	135	56	0,240	0,248	542	226	114	56	0,037
БП <sub>10</sub> <sup>1</sup>	3327	1708	1320	642	0,397	0,376	3327	1708	1320	642	0,397	0,376	2681	1708	674	642	0,194
(Северо-Тарасовский лицензионный участок)																	
БП <sub>10</sub>	1895	1897	752	712	0,397	0,375	1895	1897	752	712	0,397	0,375	1895	1897	752	712	0
(Тарасовский лицензионный участок)																	
БП <sub>10</sub> <sup>2</sup>	12058	0	4642	0	0,385	–	12058	0	4642	0	0,385	–	10461	0	3045	0	0,132
БП <sub>11</sub> <sup>2</sup>	694	904	294	383	0,424	0,424	694	904	294	383	0,424	0,424	690	904	290	383	0,006
БП <sub>14</sub>	5335	718	1931	146	0,362	0,203	5335	718	1931	146	0,362	0,203	4674	718	1270	146	0,124
(Северо-Тарасовский лицензионный участок)																	
<b>Всего по Северо-Тарасовскому месторождению и Северозападному окончанию пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения</b>	23996	5739	9109	2026	0,380	0,353	23996	5739	9109	2026	0,380	0,353	21047	5739	6160	2026	0,123
<b>Всего по Северо-Тарасовскому месторождению и Северозападному окончанию пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения (Северозападному лицензионный участок)</b>	22101	3842	8357	1314	0,378	0,342	22101	3842	8357	1314	0,378	0,342	19152	3842	5408	1314	0,133

Таблица 8 – Состояние запасов растворённого газа Северо-Тарасовского месторождения на 01.01.2019 г.

Объекты, месторождение	Начальные запасы растворённого газа, млн. м <sup>3</sup>				Текущие запасы растворённого газа, млн. м <sup>3</sup>				
	утверждённые ГКЗ Роснедра извлекаемые		на государственном балансе извлекаемые		B + C <sub>1</sub>		B + C <sub>1</sub>		C <sub>2</sub>
	V + C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	V + C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	V + C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	V + C <sub>1</sub>		
БП <sub>8</sub> <sup>1</sup>	0	13	0	13	0	0	0	13	
БП <sub>8</sub> <sup>2</sup>	7	5	7	5	7	1	1	5	
БП <sub>9</sub> <sup>1</sup>	23	9	23	9	23	16	16	9	
БП <sub>10</sub> <sup>1</sup>	192	94	192	94	192	0	0	94	
(Северо-Тарасовский лицензионный участок)									
БП <sub>10</sub> <sup>1</sup>	110	103	110	103	110	110	110	103	
(Тарасовский лицензионный участок)									
БП <sub>10</sub> <sup>2</sup>	660	0	660	0	660	151	151	0	
БП <sub>11</sub> <sup>2</sup>	43	56	43	56	43	39	39	56	
БП <sub>14</sub>	364	27	364	27	364	186	186	27	
(Северо-Тарасовский лицензионный участок)									
<b>Всего по Северо-Тарасовскому месторождению и Северо-Западному окончанию пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения</b>	1399	307	1399	307	1399	503	503	307	
<b>Всего по Северо-Тарасовскому месторождению и Северо-Западному окончанию пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения (Северо-Тарасовский лицензионный участок)</b>	1289	204	1289	204	1289	393	393	204	

В настоящее время на Государственном балансе РФ по залежам нефти Северо-Тарасовского месторождения числятся следующие запасы нефти:

- пласт БП<sub>8</sub><sup>1</sup>: категории C<sub>2</sub> балансовые – 199 тыс. тонн, извлекаемые – 64 тыс. тонн;
- пласт БП<sub>8</sub><sup>2</sup>: категории C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub> балансовые – 211 тыс. тонн, извлекаемые – 58 тыс. тонн;
- пласт БП<sub>9</sub><sup>1</sup>: категории C<sub>2</sub> балансовые – 789 тыс. тонн, извлекаемые – 191 тыс. тонн;
- пласт БП<sub>10</sub><sup>1</sup>: категории C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub> балансовые – 8826 тыс. тонн, извлекаемые – 3320 тыс. тонн;
- пласт БП<sub>10</sub><sup>2</sup>: категории C<sub>1</sub> балансовые – 12058 тыс. тонн, извлекаемые – 4642 тыс. тонн;
- пласт БП<sub>11</sub><sup>2</sup>: категории C<sub>2</sub> балансовые – 1598 тыс. тонн, извлекаемые – 677 тыс. тонн;
- пласт БП<sub>14</sub><sup>1</sup>: категории C<sub>2</sub> балансовые – 324 тыс. тонн, извлекаемые – 66 тыс. тонн;
- пласт БП<sub>14</sub><sup>2</sup>: категории C<sub>2</sub> балансовые – 1598 тыс. тонн, извлекаемые – 677 тыс. тонн;
- пласт БП<sub>14</sub><sup>3</sup>: категории C<sub>2</sub> балансовые – 1598 тыс. тонн, извлекаемые – 677 тыс. тонн.

В целом по месторождению начальные балансовые запасы нефти категорий C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub> оцениваются в 23681 тыс. тонн, извлекаемые – 8952 тыс. тонн.

### 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 осложненными 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. Аладьев А.П., Задорожная И.А., Юртов М.П. Выделение электрофаций методом многомерной кластеризации на графах с использованием данных каротажных кривых и результатов исследования керна (на примере одного из месторождений Западной Сибири) // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 25–27.
13. Валеев И.И., Нафикова Р.А. Возможность и эффективность реализации водогазового воздействия в условиях Тарасовского месторождения / Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013» (14 марта 2013 года, г. Октябрьский) в 3-х томах. – Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2013. – С. 56–62.

14. Валеев И.И., Нафикова Р.А. Повышение эффективности гидравлического разрыва пласта на Тарасовском месторождении // *Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов (22 апреля 2013 года, г. Октябрьский) в 3-х томах.* – Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2013. – С. 33–37.
15. Галунов В.А. Статистический анализ ёмкостно-фильтрационных свойств и вещественного состава пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения нефти Тюменской области / *Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы недропользования» (05 декабря 2018 года, г. Новочеркасск).* – г. Новочеркасск : Издательство Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова, 2019. – С. 22–25.
16. 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.
17. Калашников О.Н. Расчёт дебита горизонтальной скважины на примере разработки Тарасовского нефтяного месторождения // *Газовая промышленность.* – 2020. – № 4 (799). – С. 44–49.
18. Лохманов С.И., Милевская В.В., Сериков Д.А. Анализ эффективности применения ГТМ на Тарасовском месторождении (пласт БП<sub>8</sub>) // *Горные ведомости.* – 2015. – № 3 (130). – С. 50–67.
19. Муратшин Д.Р. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий с учётом геомеханических и фильтрационных свойств пород Тарасовского месторождения // *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».* – 2012. – № 1. – С. 121–136.
20. Пучкина Л.Д. Механизмы регулирования повышения эффективности использования ресурсов предприятиями нефтегазовой отрасли // *Булатовские чтения.* – 2019. – Т. 5. – С. 187–188.
21. Савенок О.В. Факторы, затрудняющие добычу нефти (ФЗДН): классификация и систематизация (статья) // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.* – 2012. – № 6. – С. 22–27.
22. 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.
23. 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.
24. 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.
25. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // *Территория НЕФТЕГАЗ.* – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
26. Трофимов М.С., Яркеева Н.Р. Проектирование гидравлического разрыва пласта на скважинах Южно-Тарасовского месторождения // *Нефтегазовое дело.* – 2016. – Т. 14. – № 4. – С. 58–63.
27. Хайитов О.Г. Обоснование конечной нефтеотдачи пластов методом многофакторного регрессионного анализа // *Булатовские чтения.* – 2020. – Т. 1. – С. 189–192.
28. Янтудин А.Н. [и др.]. Перспективы увеличения добычи на Тарасовском месторождении // *Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть».* – 2014. – № 1 (34). – С. 36–39.

## References

1. Analysis of the Severo-Tarasovskoye field development. – Krasnodar : ООО Rosneft – STC, 2009.
2. Technological operation mode of production wells in the Severo-Tarasovskoye field. – Krasnodar : ООО NK Rosneft – STC, 2017.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface Overhaul of Oil and Gas Wells in 4 Volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012-2015. – Vol. 1–4.
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 Foundations of Oil and Gas Births Development. – 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 equipment to improve the efficiency of oilfield systems with difficult 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 squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
11. Yanin A.N. Problems of Western Siberia oil fields development. – Tyumen : Trans-Urals, 2010. – 604 p.
12. Aladyev A.P., Zadorozhnaya I.A., Yurtov M.P. Electrofaciation by the method of multidimensional clustering on graphs using data of logging curves and results of core investigation (by the example of one of the fields of Western Siberia) // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 25–27.
13. Valeev I.I., Nafikova R.A. Possibility and Efficiency of Water and Gas Effects Implementation in Tarasovskoye Field Conditions / Proceedings of International Scientific and Technical Conference «Modern Technologies in Oil and Gas Business – 2013». (March 14, 2013, Oktyabrsky) in 3 volumes. – Ufa : Publishing house of Ufa State Petroleum Technical University, 2013. – P. 56–62.
14. Valeev I.I., Nafikova R.A. Improving hydraulic fracturing efficiency at the Tarasovskoye field // Proceedings of the All-Russian 40th Scientific and Technical Conference of Young Scientists, Postgraduate Students and Students (April 22, 2013, Oktyabrsky) in 3 volumes. – Ufa : Publishing house of Ufa State Petroleum Technical University, 2013. – P. 33–37.
15. Galunov V.A. Statistical analysis of capacitive-filtration properties and material composition of formation BP<sub>14</sub> of Tarasovskoye oil field in the Tyumen region / Proceedings of the International Scientific Conference «Actual problems of subsoil use» (December 05, 2018, Novocheerkassk). – Novocheerkassk : Publishing house of M.I. Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), 2019. – P. 22–25.
16. Kazazyan M.G., Tatarinova E.E. Features of reserves development at Severo-Tarasovskoye deposit of Purovsky district of Yamalo-Nenets Autonomous District // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 93-96.
17. Kalashnikov O.N. Calculation of horizontal well flow rate by the example of Tarasovskoye oil field development // Gas industry. – 2020. – № 4 (799). – P. 44–49.
18. Lokhmanov S.I., Milevskaya V.V., Serikov D.A. Analysis of efficiency of GTM application at Tarasovskoe deposit (formation BP<sub>8</sub>) // Gornye vedomosti. – 2015. – № 3 (130). – P. 50–67.
19. Muratshin D.R. Analysis of efficiency of geological and technical measures taking into account geomechanical and filtration properties of rocks of Tarasovskoye deposit // Electronic scientific journal «Oil and gas business». – 2012. – № 1. – P. 121–136.
20. 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.
21. Savenok O.V. Factors hampering oil production (FZDN): classification and systematization (article) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2012. – № 6. – P. 22–27.
22. Savenok O.V. Development of principles, methods and technologies of resource saving for oil production taking into account a complex of factors // Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). OS № 9. – M. : Publishing House «Mining Book», 2013. – № 4. – 64 p.
23. Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of general approaches to the problem of resource saving for oil production with a complex of factors // Geo-Engineering. – 2013. – № 1 (17) spring 2013. – P. 62–67.
24. Savenok O.V., Datsenko E.N., Solovyova V.N. Estimation of prospects of additional development of oil deposits and carrying out of geological and technical measures on wells by actual data of their operation // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2018. – № 10. – P. 46–51.
25. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. The method of the oil fields development with the cooperating objects // Territory Neftegaz. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
26. Trofimov M.S., Yarkeeva N.R. Design of hydraulic fracturing at wells of Yuzhno-Tarasovskoye field // Oil and gas business. – 2016. – Vol. 14. – № 4. – P. 58–63.
27. Hayitov O.G. Justification of final oil recovery by multifactor regression analysis method // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 189–192.
28. Yantudin A.N. [et al.]. Prospects of production increase at Tarasovskoye field // Scientific and technical bulletin of OAO NK «Rosneft». – 2014. – № 1 (34). – P. 36–39.



УДК 622.276

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ  
СЕВЕРО-ТАРАСОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT  
OF THE NORTH-TARASOVSKOYE OIL FIELD**

**Шиян Станислав Иванович**

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

**Ильинский Кирилл Анатольевич**

студент,  
института Нефти, газа и энергетики  
Кубанский государственный  
технологический университет  
kirill771855@mail.ru

**Фесенко Максим Юрьевич**

главный инженер,  
Инженерно-технический центр  
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»  
maksfe@rambler.ru

**Аннотация.** В статье выполнен анализ текущего состояния разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения. Описаны основные этапы проектирования разработки месторождения и представлен анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации. Показано, что основным резервом в области рациональной разработки месторождения является более эффективное использование эксплуатационного фонда, при проведении геолого-технических мероприятий возможен ввод в эксплуатацию скважин пассивного добывающего фонда. Рассмотрено сопоставление проектных и фактических показателей разработки, а также анализ выработки запасов нефти и анализ эффективности реализуемой системы разработки. Показано, что месторождение разрабатывается низкими темпами и к настоящему моменту темп отбора снизился до 1 % от НИЗ.

**Ключевые слова:** основные этапы проектирования разработки месторождения; анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации; анализ текущего состояния разработки месторождения; динамика показателей разработки месторождения; сопоставление проектных и фактических показателей разработки; анализ выработки запасов нефти; анализ эффективности реализуемой системы разработки.

**Shiyan Stanislav Ivanovich**

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor of department  
«Equipment of oil and gas fields»,  
Kuban state technological university  
akngs@mail.ru

**Ilinskii Kirill Anatolevich**

Student,  
Institute of Oil, Gas and Energy  
Kuban state technological University  
kirill771855@mail.ru

**Fesenko Maxim Yurievich**

Chief Engineer,  
Engineering and Technical Center  
«Gazprom transgaz Krasnodar» LLC  
maksfe@rambler.ru

**Annotation.** The article analyzes the current state of development of the North-Tarasovskoye oil field. The main stages of field development design are described and an analysis of the structure of the well stock and indicators of their operation is presented. It is shown that the main reserve in the field of rational field development is a more efficient use of the operating fund; when carrying out geological and technical measures, it is possible to put into operation the wells of the passive production fund. Comparison of design and actual development indicators, as well as analysis of oil reserves recovery and analysis of the efficiency of the implemented development system are considered. It is shown that the field is being developed at a low rate and by now the rate of withdrawal has decreased to 1 % of the initial recoverable reserves.

**Keywords:** main stages of field development design; analysis of the structure of the well stock and indicators of their operation; analysis of the current state of field development; dynamics of field development indicators; comparison of design and actual development indicators; analysis of the development of oil reserves; analysis of the effectiveness of the implemented development system.

**Основные этапы проектирования разработки месторождения**

По состоянию запасов нефти на 01.01.1997 г., числящихся на балансе ВГФ, в 1998 году был составлен «Проект пробной эксплуатации Северо-Тарасовского

месторождения». Проведение пробной эксплуатации было рекомендовано начать бурением эксплуатационных скважин от разведочной скважины № 265Р. Основной задачей пробной эксплуатации являлось определение гидродинамических характеристик пласта, физико-химических свойств насыщающих флюидов и изучение геологического строения пласта БП<sub>10</sub><sup>2</sup>.

Рекомендуемый вариант разработки пластов предусматривает применение трёхрядной системы с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между ними 500 м.

Проектные показатели разработки Северо-Тарасовского месторождения согласно проектному документу:

- максимальный уровень добычи нефти – 263 тыс. тонн;
- максимальный уровень добычи жидкости – 1375,7 тыс. тонн;
- максимальный уровень закачки воды – 1523 тыс. тонн;
- бурение 65 скважин (46 добывающих и 19 нагнетательных);
- добыча нефти механизированным способом (ЭЦН, ШГН).

В 2004 году институтом «СибНИИНП» было составлено дополнение к проекту пробной эксплуатации Северо-Тарасовского месторождения. Центральная комиссия по разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений постановила принять представленный проектный документ в качестве технологической схемы опытно-промышленной разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения на пятилетний период со следующими принципиальными положениями и технологическими показателями:

- уровни добычи нефти:
  - 2005 год – 85,27 тыс. тонн;
  - 2006 год – 95,66 тыс. тонн;
  - 2007 год – 83,34 тыс. тонн;
  - 2008 год – 73,29 тыс. тонн;
  - 2009 год – 62,32 тыс. тонн;
- общий проектный фонд скважин – 46, в том числе:
  - добывающих – 34;
  - нагнетательных – 12.

Программа опытно-промышленных работ предусматривала:

- бурение скважин с отбором керна;
- проведение работ по гидроразрыву пласта на 18 скважинах;
- проведение ремонтно-изоляционных работ на 3 скважинах;
- совершенствование системы ППД.

В 2009 году на основании оперативного пересчёта запасов нефти и растворённого газа, утверждённого в ТКЗ ЯНАО, была составлена «Технологическая схема разработки Северо-Тарасовского месторождения» и утверждена в ТКР ЯНАО.

Новой технологической схемой предусмотрена трёхрядная система разработки с плотностью сетки 25 га/скв. (500×500 м). Основными объектами эксплуатации являются залежи пластов БП<sub>10</sub><sup>1</sup>, БП<sub>10</sub><sup>2</sup> и БП<sub>11</sub><sup>2</sup>, залежи нефти пластов БП<sub>8</sub><sup>2</sup> и БП<sub>9</sub><sup>1</sup> – совместно-возвратные объекты с вводом в эксплуатацию в 2015 году. Пласты БП<sub>10</sub><sup>1</sup>, БП<sub>10</sub><sup>2</sup> и БП<sub>11</sub><sup>2</sup> за пределами лицензионного участка эксплуатируются скважинами Восточно-Тарасовского месторождения после их отработки на пласте БП<sub>14</sub>.

Фонд скважин – 138, в том числе 89 добывающих и 49 нагнетательных. Около 50 % проектных скважин составят скважины с открытым стволом (щелевым фильтром), а остальные с цементированием эксплуатационной колонны. Планируется дополнительно пробурить 37 скважин с открытым забоем и 18 обсаженных скважин. Зарезка вторых стволов с 2017 года на пласты БП<sub>10</sub><sup>1</sup> (в 2 скважинах), БП<sub>10</sub><sup>2</sup> (в 11 скважинах) и БП<sub>11</sub><sup>2</sup> (в 5 скважинах).

Давление на забое скважин не ниже давления насыщения, депрессия на пласт – 6–8 МПа, давление нагнетания по объектам – 8 МПа. Способ эксплуатации как фонтанный, так и механизированный (УСШН, УЭЦН).

Разработка месторождения производится с применением работ по ГРП, работ по изоляции водопритоков, а также применение зарезки вторых горизонтальных стволов для дополнительной выработки запасов нефти.

Предусмотрена также система приконтурного заводнения. Для закачки в пласт предусматривается использовать подтоварную и пресную воду с водозабора на реке Пякупур с использованием технологических мощностей Тарасовского месторождения. Под закачку вводится 12 краевых скважин с 2015 года.

С учётом новых запасов в 2017 году ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» был выполнен новый проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения».

На ТО ЦКР Роснедра проектный документ принят по варианту 4, сроком на 5 лет (2017–2021 гг.), со следующими основными положениями и технологическими показателями:

Проектные уровни	2017	2018	2019	2020	2021
Добыча нефти, тыс. тонн	99,5	99,6	107,0	123,3	140,6
Добыча жидкости, тыс. тонн	252,5	286,0	300,9	329,8	351,1
Добычи растворённого газа, млн м <sup>3</sup>	14,7	14,7	15,7	18,2	20,7
Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	267,1	301,9	340,6	397,6	437,1
Использование растворённого газа, %	95	95	95	95	95
Действующий фонд добывающих скважин, шт.	42	41	43	46	49
Действующий фонд нагнетательных скважин, шт.	10	10	11	12	13

- выделение трёх эксплуатационных объектов разработки: БП<sub>10-11</sub> (пласты БП<sub>10</sub><sup>1</sup>, БП<sub>10</sub><sup>2</sup> и БП<sub>11</sub><sup>2</sup>), БП<sub>8</sub> (пласты БП<sub>8</sub><sup>1</sup> и БП<sub>8</sub><sup>2</sup>), БП<sub>9</sub> (пласт БП<sub>9</sub><sup>1</sup>);

- объект БП<sub>10-11</sub> – вариант 4, трёхрядная с треугольным размещением скважин и расстоянием между скважинами 400 м. Очаг заводнения через одну нагнетательную скважину. Плотность сетки скважин – 22 га/скв;

- объект БП<sub>8</sub> вариант 2 и БП<sub>9</sub> вариант 1 – эксплуатация скважинами, выполнившими своё проектное назначение на объект БП<sub>10-11</sub>. Плотность сетки скважин – 31 и 23 га/скв. соответственно;

Общий фонд скважин – 111;

в т.ч. добывающих – 95;

нагнетательных – 21.

Фонд скважин для бурения – 29;

в т.ч. добывающих – 24;

нагнетательных – 5.

Геолого-технические мероприятия:

- ГРП – 12 мероприятий;
- оптимизация – 8 мероприятий;
- вывод из бездействия и консервации – 1 скважина;
- перевод в ППД – 4 скважины;
- восстановление закачки – 1 скважины.

### **Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации**

Северо-Тарасовское месторождение введено в промышленную эксплуатацию в сентябре 2001 года разведочной скважиной № 265Р. В 2002 году пробурена ещё одна скважина № 29.

Наибольший объём эксплуатационного бурения пришёлся на 2003 год, было введено в эксплуатацию 19 добывающих скважин. В 2014 году пробурена и введена в эксплуатацию добывающая скважина-дублёр № 89ВН2, в 2016 году – добывающие скважины-дублёры №№ 7ВН2 и 28ВН2.

Скважины №№ 15, 20, 25 и 31 куста 2 пробурены с изменением конструкции. Отличием технологии является то, что заканчивание скважин производилось с приме-

нением хвостовиков с щелевыми фильтрами (без цементаж). Эта технология дала значительное увеличение дебитов по сравнению с традиционным заканчиванием скважин (спуск и цементирование обсадной колонны до забоя).

На начало 2020 года на месторождении пробурено 82 эксплуатационные скважины (скважина № 265Р переведена в эксплуатационный фонд из разведочных). Две намеченные в технологической схеме скважины (№№ 72 и 81) не пробурены, так как по результатам бурения эксплуатационных скважин они оказались бы за пределами контура нефтеносности. Проектный фонд практически реализован (табл. 1).

**Таблица 1** – Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.2020 г.

№№ n/n	Категория фонда	Северо-Тарасовское месторождение
1	Утверждённый проектный фонд, всего	111
	в том числе:	
	добывающие	104
	нагнетательные	7
	контрольные*	0
	водозаборные	0
2	Фонд скважин на 01.01.2020 г., всего	82
	в том числе:	
	добывающие	80
	нагнетательные	2
	контрольные*	0
	водозаборные	0
3	Фонд скважин для бурения на 01.01.2020 г., всего	29
	в том числе:	
	добывающие	24
	нагнетательные	5
	контрольные	0
	водозаборные	0

По состоянию на 01.01.2020 г. добывающий фонд составляет 80 скважин – 36 действующих (46 % добывающего фонда), 1 в бездействии, 21 в консервации (26 %), 9 пьезометрических (11 %) и 13 скважин переведено под закачку (16 %). В нагнетательном фонде числится 2 скважины, и из добывающих переведены под закачку 13 скважин – 12 действующих, 3 в консервации (табл. 2).

**Таблица 2** – Характеристика фонда скважин Северо-Тарасовского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин			
		объект эксплуатации			в целом
		БП <sub>8</sub>	БП <sub>9</sub>	БП <sub>10-11</sub>	
1	2	3	4	5	6
Фонд добывающих скважин	Пробурено	0	0	80	80
	Возвращено с других горизонтов	3	3	0	
	Всего	3	3	80	80
	В том числе:				
	действующие	1	3	32	36
	из них: фонтанные	0	0	1	1
	ЭЦН	1	2	19	22

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	
Фонд добывающих скважин	ШГН	0	1	12	13	
	газлифт	0	0	0	0	
	бездействующие	0	0	1	1	
	в освоении после бурения	0	0	0	0	
	в консервации	1	1	19	21	
	пьезометрические	0	0	9	9	
	Переведены под закачку	0	0	13	13	
	Переведены на другие горизонты	1	0	6	0	
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	
	Наблюдательные	0	0	0	0	
	Ликвидированные	0	0	0	0	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	0	0	2	2	
	Возвращено с других горизонтов	0	0	0	0	
	Переведены из добывающих	0	0	13	13	
	Всего	0	0	15	15	
	В том числе:					
	под закачкой	0	0	12	12	
	бездействующие	0	0	0	0	
	в освоении после бурения	0	0	0	0	
	в консервации	0	0	3	3	
	в отработке на нефть	0	0	0	0	
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	
	Ликвидированные	0	0	0	0	

В действующем добывающем фонде 22 скважины (61 % от общего фонда) оборудованы ЭЦН, 13 скважин (36 %) оборудованы штанговыми насосами и 1 скважина ведёт фонтанный способ эксплуатации.

В добывающем фонде 21 скважина находится в консервации, значительная часть которых почти не участвовала в добыче, и характеризуется невысоким стартовым дебитом и быстрым скачкообразным нарастанием обводнённости из-за наличия заколонного перетока из нижележащего водонасыщенного пласта БП<sub>11</sub>, близости нагнетательных скважин или естественным подъёмом ВНК.

Структура фонда скважин Северо-Тарасовского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г. приведена на рисунке 1.

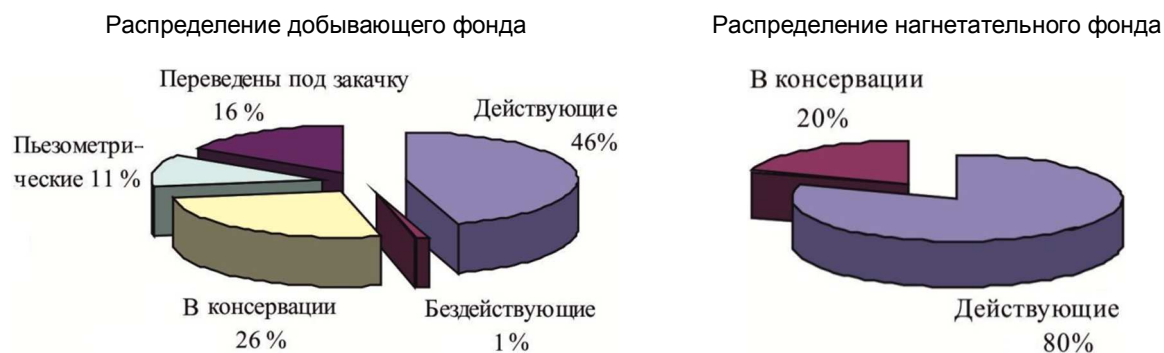


Рисунок 1 – Структура фонда скважин Северо-Тарасовского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г.

В нагнетательном фонде 10 скважин находится под закачкой. Приёмистость нагнетательных скважин в 2014 году находилась в пределах от 1 м<sup>3</sup>/сут. до 249 м<sup>3</sup>/сут. и в среднем составила 92 м<sup>3</sup>/сут.

Поскольку фонд пластов БП<sub>8</sub><sup>2</sup> и БП<sub>9</sub><sup>1</sup> не превышает 5 % от общего фонда месторождения и практически не влияет на общую динамику, в дальнейшем идёт рассмотрение характеристик фонда месторождения в целом без подразделения на объекты разработки.

На 01.01.2020 г. добывающий фонд составлял 67 скважин, в течение 2017–2019 гг. из добывающего фонда были переведены в нагнетательный фонд 4 скважины – №№ 64 и 56 (2017 год) и №№ 42 и 19 (2018 год). В 2019 году 4 высокообводнённые и малодебитные скважины (№№ 12800, 54, 62 и 28ВН2) действующего фонда и одна скважина № 6 из бездействующего фонда переведены в пьезометрические. Скважина № 45 в 2017 году как высокообводнённая и малодебитная переведена в бездействующий фонд. В 2019 году из бездействующего фонда скважины №№ 45 и 12 переведены в консервацию и одна скважина № 68 из добывающего фонда. На 01.01.2020 г. в добывающем фонде числится 67 скважин.

На рисунке 2 и таблице 3 представлено распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти, жидкости и обводнённости.



**Рисунок 2** – Распределение действующего добывающего фонда по дебиту нефти, жидкости и обводнённости

**Таблица 3** – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти, жидкости и обводнённости

Интервал	№№ скважин	Количество скважин
1	2	3
Распределение скважин по текущим дебитам нефти, тонн/сут.		
0–5	107, 18, 20, 23, 33, 37, 41, 47, 49, 5, 57, 59, 66, 7ВН2, 89ВН2, 96	16
5–10	15, 25, 30, 34, 36, 4, 51, 69	8
10–15	12900, 13000, 52, 58	4
15–20	13, 55, 8, 9	4
>20	13600, 60, 61, 63	4
Распределение скважин по текущим дебитам жидкости, тонн/сут.		
0–10	107, 18, 20, 23, 36, 37, 41, 47, 49, 57, 59, 66, 69, 89ВН2, 96	15
10–20	15, 25, 30, 34, 5, 52, 55, 7ВН2	8
20–30	12900, 13, 58, 61, 8	5
30–40	13600, 60	2
>40	13000, 33, 4, 51, 63, 9	6

Окончание таблицы 3

1	2	3
Распределение скважин по текущей обводнённости, %		
0–5	36, 47, 69	3
5–20	52, 55, 61,	3
20–40	13600, 13, 15, 20, 23, 30, 41, 60, 63, 8	10
40–60	107, 12900, 18, 25, 34, 58	6
60–80	13000, 37, 5, 51, 89ВН2, 9	6
80–95	4, 57, 7ВН2	3
>95	33, 49, 59, 66, 96	5

Анализ распределения скважин действующего фонда месторождения по состоянию на 01.01.2020 г. показал, что 45 % действующего фонда скважин (16 единиц) эксплуатируется с дебитом нефти менее 5 тонн/сут. Максимальной продуктивностью по нефти (дебит более 20 тонн/сут.) можно охарактеризовать работу 4 скважин или 11 % фонда. К числу среднепродуктивных скважин (с дебитом нефти от 5 до 20 тонн/сут.) можно отнести чуть менее половины работающих скважин месторождения – 16 единиц.

Дебит добывающих скважин по жидкости изменяется от 0,8 тонн/сут. (скважины №№ 89ВН2 и 96) до 67 тонн/сут. (скважина № 13000).

По итогам разработки месторождения за 2019 год коэффициент использования действующего добывающего фонда составлял 0,936, коэффициент использования нагнетательного фонда – 0,898. Коэффициент эксплуатации добывающего фонда в 2019 году составил 0,977, по нагнетательному фонду данный показатель достиг значения 0,898.

Обращает на себя внимание значительное количество скважин в консервации в добывающем фонде (21 единиц). Это составляет 26 % пробуренного на месторождении фонда. По всем этим скважинам отмечается невысокий стартовый дебит и быстрое скачкообразное нарастание обводнённости. На момент остановки и перевода в фонд консервации скважины работали в режиме накопления, дебит жидкости не превышал 3–5 тонн/сут., дебит нефти составлял менее 1 тонн/сут. при обводнённости более 95 %. Однако при детальном анализе имеющихся результатов ПГИ по скважинам, находящимся в консервации, выявлено, что возможной причиной обводнения является наличие колонного перетока из нижележащего водонасыщенного пласта БП<sub>11</sub>. В дальнейшем в работе будут рассмотрены варианты ликвидации ЗКЦ и запуска скважин в работу для довыработки остаточных запасов нефти. Причиной перевода в фонд консервации нагнетательных скважин являются геологические причины и низкая продуктивность.

В целом необходимо отметить, что в создавшейся ситуации основным резервом в области рациональной разработки месторождения является более эффективное использование эксплуатационного фонда, при проведении геолого-технических мероприятий возможен ввод в эксплуатацию скважин пассивного добывающего фонда.

Всего по месторождению накопленная добыча нефти на 01.01.2020 г. составила 2187 тыс. тонн, жидкости – 3634 тыс. тонн, накопленная закачка – 5853 тыс. м<sup>3</sup>. За 2019 год на месторождении добыто 96 тыс. тонн нефти, 201 тыс. тонн жидкости, для поддержания пластового давления закачано 315 тыс. м<sup>3</sup> воды. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой составила 150 %, накопленная – 142 % (рис. 3). Среднегодовой дебит нефти – 7,8 тонн/сут., жидкости – 16,4 тонн/сут., обводнённость – 51,3 %.

#### Объект БП<sub>10–11</sub>

Пласты БП<sub>10</sub><sup>1</sup>, БП<sub>10</sub><sup>2</sup> и БП<sub>11</sub><sup>2</sup> Северо-Тарасовского месторождения составляют единый объект разработки БП<sub>10–11</sub> и разрабатываются блоковой трёхрядной системой разработки при равномерном размещении скважин по треугольной сетке 500×500 м (плотность 25 га/скв). С пластами объекта БП<sub>10–11</sub> связаны основные запасы (95 % балансовых и 97 % извлекаемых запасов нефти) месторождения. На залежи сформировано 3 разрезающих ряда нагнетательных скважин, на севере залежи организовано очаговое заводнение с двумя одиночными и двумя расположенными в один ряд нагне-

тательными скважинами. На юге залежи из-за раннего обводнения скважин и остановки по этой причине эксплуатации добывающих скважин система заводнения не получила своего развития.

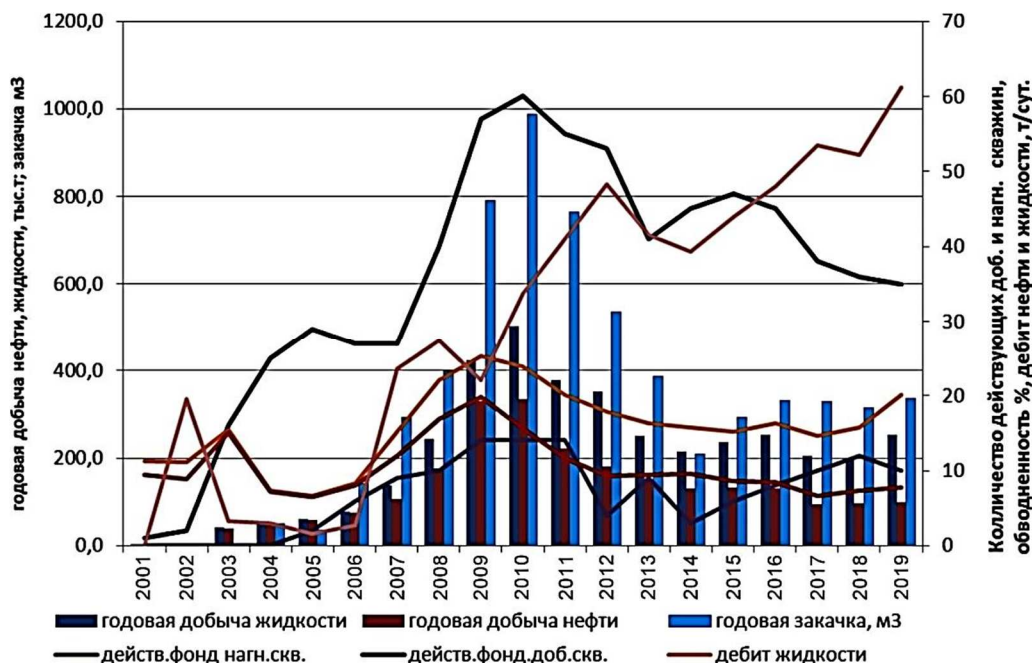


Рисунок 3 – Динамика показателей разработки Северо-Тарасовского месторождения

Всего по объекту БП<sub>10-11</sub> накопленная добыча нефти на 01.01.2020 г. составила 2158 тыс. тонн, жидкости – 3482 тыс. тонн, накопленная закачка – 5853 тыс. м<sup>3</sup>. Действующий фонд добывающих скважин насчитывает 30 единиц, действующий фонд нагнетательных скважин – 17. За 2019 год по объекту было добыто 89 тыс. тонн нефти, 210 тыс. тонн жидкости, для поддержания пластового давления закачано 335 тыс. м<sup>3</sup> воды. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой составила 123 %, накопленная – 118 % (рис. 4). Среднегодовой дебит нефти – 8,2 тонн/сут., жидкости – 19,6 тонн/сут., обводнённость – 57 %.

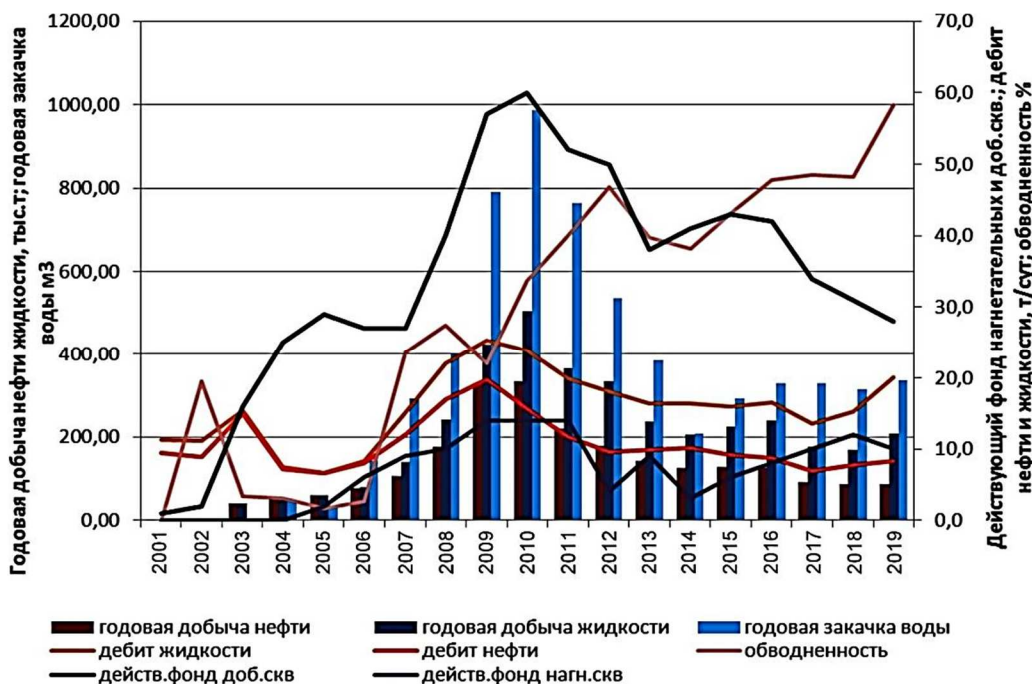
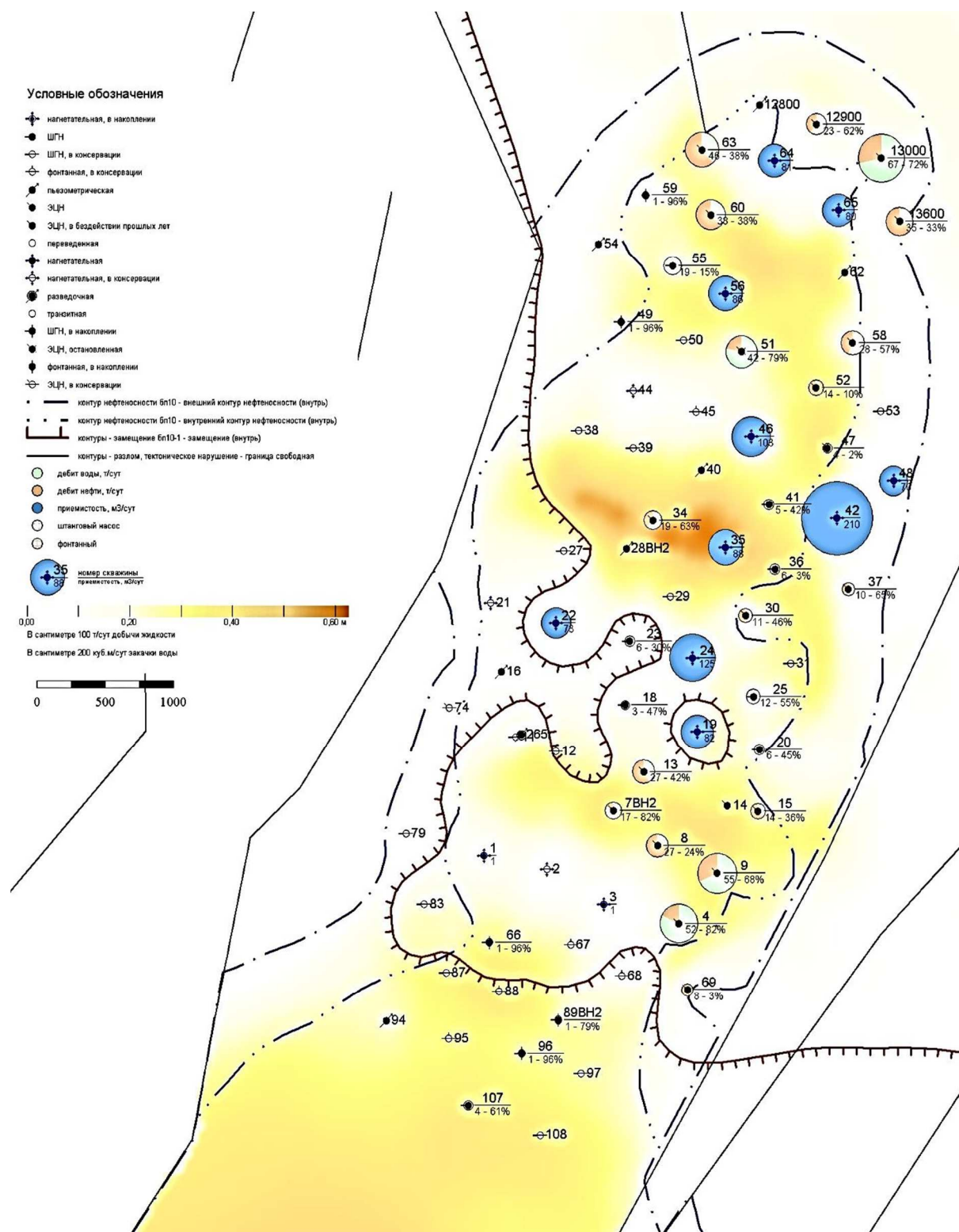


Рисунок 4 – Динамика показателей разработки объекта БП<sub>10-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения



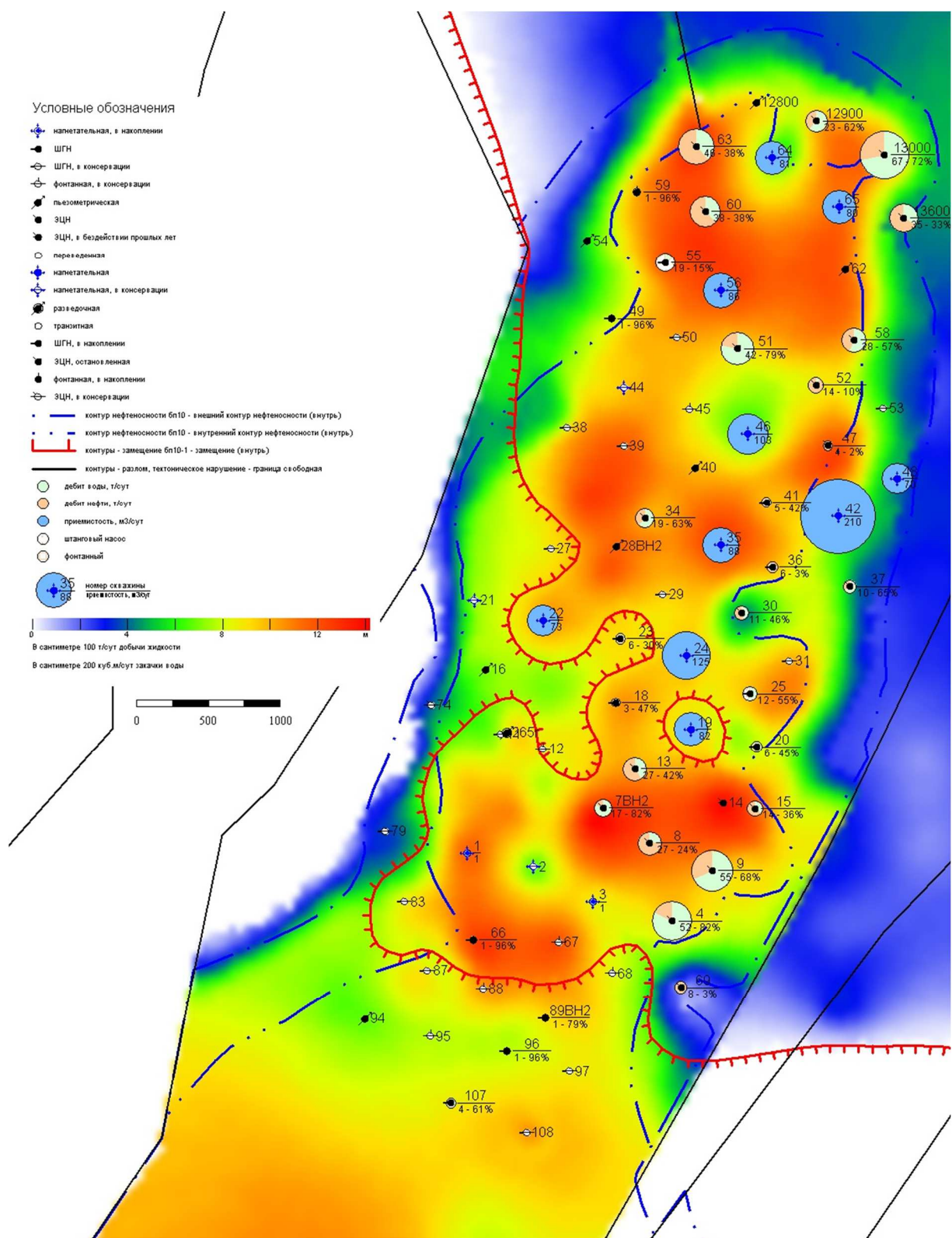
Карты текущих и накопленных отборов объекта БП<sub>10-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения представлены на рисунках 5 и 6.



**Рисунок 5** – Карта текущих отборов объекта БП<sub>10-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г. (на основе карты плотности остаточных подвижных запасов объекта БП<sub>10-11</sub>)

В 2017–2019 гг. по сравнению с 2016 годом происходит снижение основных показателей разработки за счёт снижения действующих добывающих скважин. На 01.01.2017 г. в действующем добывающем фонде оставалось 42 скважины, в 2017 году

количество действующих скважин снизилось на 8 единиц, на 2 скважины в 2018 году и на 1 в 2019 году, т.е. на 24 % действующий фонд уменьшился по сравнению с 2016 годом.



**Рисунок 6** – Карта накопленных отборов объекта БП<sub>10-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г. (на основе карты начальных нефтенасыщенных толщин объекта БП<sub>10-11</sub>)

Из действующего добывающего фонда 5 скважин переведено в нагнетательный фонд, под закачку воды – №№ 64, 56 и 35 в 2008 году и №№ 42 и 19 в 2018 году, ещё 4

скважины №№ 12800, 54, 62 и 28ВН2 в 2018 году переведены в пьезометрические и 1 скважина № 68 в консервацию. Скважины №№ 17 и 33 в 2017 году переведены на вышележащий пласт БП<sub>9</sub>. Снижение уровня добычи и колебания дебита нефти и обводнённости связаны с выводом из действующего фонда высокообводнённых и низкопродуктивных скважин.

В 2018 году введено из бездействия две скважины №№ 60 и 62 и одна из консервации № 107. Скважина № 60 в ноябре 2017 года остановлена в связи с планово-предупредительными работами и в марте 2018 года вновь запущена в эксплуатацию, в сентябре 2018 года успешно проведены работы по ГРП.

Скважина № 62 в феврале 2017 года остановлена и переведена в бездействие из-за высокой обводнённости и малодобитности, в мае 2018 года введена в работу, но из-за высокой обводнённости в июне 2018 года вновь остановлена и введена в бездействие текущего года.

Скважина № 107 с мая 2013 года пребывала в консервации по причине малодобитности и высокой обводнённости, в январе 2018 года проведена повторная перфорация эксплуатируемого объекта, в июле 2018 года введена в эксплуатацию с дебитом нефти 3,2 тонн/сут. и обводнённостью 33 %.

Также в 2017–2019 гг. проводились различные ГТМ: интенсификации притока (ГРП, ОПЗ), оптимизации режима работы скважин. В двух скважинах (№№ 51 и 12900) в 2017 году, в шести (№№ 60, 37, 52, 8, 12800 и 63) в 2018 году и в семи (№№ 69, 4, 18, 23, 20, 41 и 47) в 2019 году.

Система ППД представлена 15 скважинами, 12 скважин находится под закачкой и 3 в консервации. Средняя приёмистость действующих скважин составляет 89 м<sup>3</sup>/сут., причём две скважины (№№ 1 и 3) работают с накоплением и имеют приёмистость 1 м<sup>3</sup>/сут., остальные скважины от 70 до 210 м<sup>3</sup>/сут. Скважины №№ 24 и 35 на 01.01.2017 г. работали с приёмистостью 1 м<sup>3</sup>/сут., в 2018 году в скважине № 35 приёмистость увеличилась до 209 м<sup>3</sup>/сут., в 2019 году в скважине № 24 приёмистость достигала значения 252 м<sup>3</sup>/сут. Уровень закачки в 2018 году удерживался на уровне 2017 года (330–329 тыс. м<sup>3</sup>), в 2019 году закачка увеличилась на 2 % по сравнению с 2018 годом и составила 335 тыс. м<sup>3</sup>. Годовая и накопленная компенсация отбора закачкой увеличилась по сравнению с 2017 годом (составляла 123 % и 118 % соответственно).

По площади горизонт БП<sub>10–11</sub> делится на четыре блока (нумерация с севера на юг). Деление осуществляется по сформированным нагнетательным рядам.

#### *Пласт БП<sub>9</sub>*

В марте 2011 года скважиной № 57 введён в эксплуатацию пласт БП<sub>9</sub>, работающий совместно с пластом БП<sub>10–11</sub>. Среднесуточный дебит нефти составил 3 тонн/сут. и 21 тонн/сут. жидкости при обводнённости 85 %. В 2013 году скважину № 57 полностью перевели на работу вышележащий пласт БП<sub>9</sub>.

На 01.01.2020 г. в работе на пласт, кроме скважины № 57, осуществляли ещё 3 скважины (№№ 61, 28 и 33), переведённые с нижележащего пласта БП<sub>10–11</sub>. В действующем фонде добывающих скважин пребывает 3 скважины (№№ 57, 61 и 33). Скважина № 57 оборудована ШГН, скважины №№ 61 и 33 работают с помощью ЭЦН. В консервации находится скважина № 17 по причине высокой обводнённости. Со скважины № 28 забурили второй ствол на пласт БП<sub>10–11</sub> – скважину-дублёр № 28ВН2 в ноябре 2016 года.

С начала разработки пласта показатели добычи нефти отличаются невысокими значениями 1,0–1,5 тыс. тонн, за последние годы (2016–2019 гг.) годовая добыча нефти составляла на уровне 4–8 тыс. тонн. Также характеризуется большими значениями обводнённости 80–90 %, что связано с заколонными перетоками скважин с пласта БП<sub>10–11</sub>. Годовые уровни добычи в 2019 году составили значения 8,0 тыс. тонн нефти и 34,9 тыс. тонн жидкости. Среднесуточный дебит нефти составил 5,8 тонн/сут. и 24,7 тонн/сут. при обводнённости продукции 77 %. Накопленная добыча нефти на 01.01.2020 г. составила 26,0 тыс. тонн и 119,3 тыс. тонн жидкости.

Разработка пласта ведётся без поддержания пластового давления.

На рисунке 7 приведена динамика показателей разработки пласта БП<sub>9</sub>.

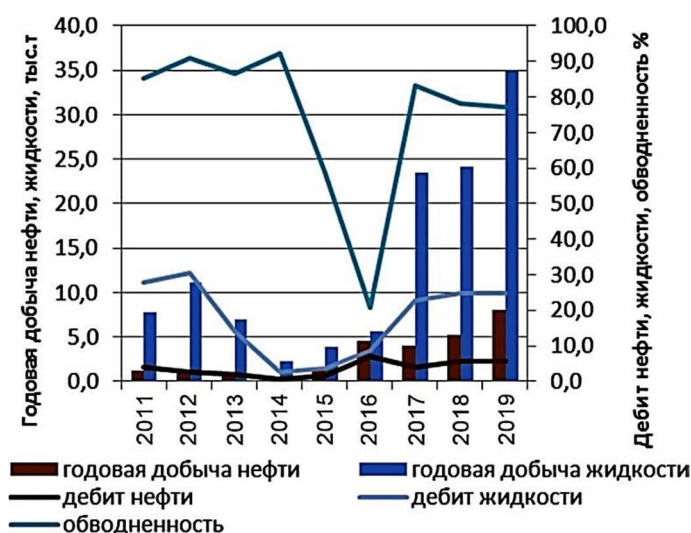


Рисунок 7 – Динамика показателей разработки пласта БП<sub>9</sub> Северо-Тарасовского месторождения

### Пласт БП<sub>8</sub>

С 2011 года в эксплуатацию введена залежь нефти пласта БП<sub>8</sub><sup>2</sup> скважинами №№ 5, 6 и 54. Скважину № 54, пребывавшей в консервации с мая 2013 года, перевели с пласта БП<sub>8</sub> в ноябре 2014 года по причине высокой обводнённости на пласт БП<sub>10-11</sub>.

На 01.01.2020 г. в действующем добывающем фонде пребывает одна скважина № 5, оборудованная ЭЦН. Скважина № 6 в декабре 2018 года переведена в пьезометрический фонд по причине малодобитности.

Годовой уровень добычи нефти в 2019 году достиг 1,4 тыс. тонн и 8,9 тыс. тонн жидкости. Среднесуточный дебит нефти составил 1,8 тонн/сут. и 11,0 тонн/сут. жидкости при обводнённости продукции 84,2 %. Накопленная добыча нефти на 01.01.2020 г. составила 20,4 тыс. тонн и 57,2 тыс. тонн жидкости.

Закачка воды в указанную залежь не ведётся.

На рисунке 8 приведена динамика показателей разработки пласта БП<sub>8</sub>.



Рисунок 8 – Динамика показателей разработки пласта БП<sub>8</sub> Северо-Тарасовского месторождения

### Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Северо-Тарасовское месторождение открыто скважиной № 265Р в 1994 году при испытании пласта БП<sub>10</sub> и введено в разработку в сентябре 2001 года.



Сопоставление фактических показателей разработки за 2014–2016 гг. проведено с проектными уровнями «Технологической схемы разработки Северо-Тарасовского месторождения», за 2017–2019 гг. сопоставление представлено с проектным документом «Дополнение к технологической схеме разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения».

При сравнении проектных и фактических показателей в целом по месторождению видно, что проектные показатели значительно превышают фактические. Разница по добыче нефти составляет более 200 % и в 2016 году достигла значения 120,5 тыс. тонн, что в 3 раза ниже проектного значения. Основной причиной отставания является значительное расхождение по действующему фонду добывающих скважин (85–69 проектных вместо 45–47 фактических) и низкие добывные возможности уже пробуренных добывающих скважин: при более чем в 2 раза большей фактической депрессии на пласт – в среднем 11,0 МПа против 5,0 МПа по проекту фактические дебиты добывающих скважин составляли по нефти 7,5–8,2 тонн/сут. вместо 13,6–14,9 тонн/сут., по жидкости 13,1–15,8 тонн/сут. вместо 31,6–38,7 тонн/сут. заложенных в проекте.

Фонд нагнетательных скважин согласно проектному документу в 2014 году должен был соответствовать 37 скважинам и в 2015–2016 гг. должен был увеличиваться на 12 скважин.

По проектному документу к концу 2016 года месторождение в границах Северо-Тарасовского лицензионного участка должно было быть полностью разбурено (в пределах Тарасовского лицензионного участка планировалось вести выработку пластов группы БП<sub>10–11</sub> возвратным фондом с пласта БП<sub>14</sub>). Фактическое бурение продолжалось до 2011 года (за срок действия проектного документа было пробурено и введено в разработку 42 скважины), что и привело к значительной разнице в значениях действующих добывающих и нагнетательных скважин в 2014–2016 гг.

В течение 2017–2019 г. отклонение фактических уровней добычи нефти от проектных как в целом по месторождению, так и отдельно по эксплуатационным объектам БП<sub>10–11</sub>, БП<sub>8</sub> и БП<sub>9</sub> не превышало 15 %, что соответствует допустимым отклонениям фактических показателей разработки от проектных +20 %.

Так, по основному эксплуатационному объекту БП<sub>10–11</sub> в течение 2017–2018 гг. отклонение фактических уровней добычи нефти от проектных в меньшую сторону составило 3,9 и 3,7 % соответственно (таблица 4). Существенно ниже проектных величин отборы жидкости (на 17,1 % и 8,4 % за 2017 и 2018 гг. соответственно) и обводнённость продукции (на 7,2 % и 11,3 %).

При равном в 2017 году фактическом и проектном фонде действующих нагнетательных скважин (13 скважин) в 2018 году система заводнения осваивалась более интенсивно, чем предусмотрено проектом – 17 действующих нагнетательных скважин против 13 проектных. Кроме указанного выше превышения фактического фонда нагнетательных скважин над проектным, компенсация отбора жидкости в пластовых условиях закачкой воды также выше проектной. Так, в 2015–2017 гг. текущая компенсация отборов, напротив, значительно превышала проектную (на 46 % и 40 % за 2017 и 2018 гг. соответственно). Увеличение объёмов закачки воды в нагнетательные скважины, расположенные непосредственно вблизи зон отбора, позволило стабилизировать пластовое давление в 2017–2018 гг. на отметке 25 МПа в среднем в зонах отбора и на отметке 30 МПа закачки.

Вследствие роста темпов закачки воды в ближайшее время предполагается значительный рост обводнённости добывающих скважин, что наглядно демонстрируется динамикой обводнения скважин №№ 12800, 13 и 13600, по которым обводнённость в течение 2018 года росла опережающими темпами с 3–10 % до 40–60 % и которые наиболее близко расположены к высокоприёмистым нагнетательным скважинам.

На конец 2018 года накопленная добыча нефти выше проектной на 110 тыс. тонн, достигнут коэффициент нефтеотдачи 0,096 (с учётом пересчёта запасов 01.08.2016 г.) – проектный 0,096 (с учётом пересчёта запасов 01.08.2016 г.), текущая обводнённость – 47,2 %, проектная 58,5 %.

Таблица 4 – Сопоставление проектных и фактических технологических показателей разработки Северо-Тарасовского месторождения (в целом)

№№ п/п	Показатели	2015		2016		2017		2018		2019	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Добыча нефти всего, тыс. тонн	398,4	132,1	350,2	131,3	99,9	95,6	100,8	95,9	108,3	98,4
2	в том числе из переходящих скважин	388,9	132,1	340,7	129,4	98,4	95,2	98,1	95,9	106,3	98,4
3	из новых скважин	9,5	0,0	9,5	1,9	1,5	0,4	2,7	0,0	2,0	0,0
4	механизированных скважин	298,0	132,1	327,6	131,3	99,9	95,6	100,8	95,9	108,3	98,4
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	3	0	3	2	0	2	2	1	1	0
6	в т.ч. из эксплуатационного бурения	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	3	0	3	0	2	0	0	1	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, тонн/сут.	19,7	0,0	19,7	9,9	0,0	1,8	4,9	0,0	11,9	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	160	0	160	96	0	223	275	0	165	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	3 175	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0	0	0	6,4	0	0	0	0	0	0
13	в т.ч. Добывающие скважины	0	0	0	6,4	0	0	0	0	0	0
14	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчётное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скважино-дни	984	365	984	0	660	482	0	243	660	0
16	Расчётная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. тонн	19,5	2,5	19,4	0,0	6,5	129,4	0,0	95,2	3,2	0,0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. тонн	427,6	126,0	388,9	127,0	129,4	131,3	98,4	95,6	98,1	95,9
18	Расчётная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. тонн	447,1	132,1	408,3	129,4	135,9	260,7	98,4	190,8	101,3	95,9
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. тонн	388,9	138,2	340,7	131,7	98,4	95,6	98,1	95,9	106,3	98,4
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. тонн	-58,2	6,1	-67,6	2,3	-37,4	-165,1	-0,3	-94,9	5,0	-2,5
21	Процентное изменение добычи нефти из переходящих скважин, %	-13,0	4,6	-16,6	1,8	-27,5	-63,3	-0,3	-49,7	4,9	-2,6

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22	Мощность новых скважин, тыс. тонн	21,6	0,0	21,6	6,5	0,0	0,0	3,2	0,0	3,9	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	11	4	1	7	1	2	1	1
24	в т.ч. под закачку	0	0	6	0	2	2	0	2	1	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	83	69	72	67	70	67	69	67	68	67
26	в том числе нагнетательных в отработке	7	8	1	7	0	0	0	0	0	0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	79	47	69	45	44	38	43	36	45	36
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	6	0	9	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд механизированных скважин, шт.	61	0	67	0	44	38	43	36	45	67
30	Ввод нагнетательных скважин, шт.	6	4	6	2	2	2	0	4	1	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	1	0	0	0	0	0	2	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	43	11	49	10	13	13	13	17	14	16
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	43	6	49	8	10	10	10	12	11	12
34	Фонд введённых резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости, тонн/сут.	34,5	13,4	38,7	14,7	16,3	12,9	18,6	16,4	19,3	23,6
36	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, тонн/сут.	34,6	13,2	38,9	14,1	14,1	12,9	19,1	16,4	18,8	23,6
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, тонн/сут.	32,0	0,0	32,4	81,4	0,0	0,0	7,3	0,0	15,8	0,0
38	Средняя обводнённость продукции действующего фонда скважин, %	59,3	43,9	64,9	48,5	60,4	52,9	64,8	51,3	64,0	61,3
39	Средняя обводнённость продукции переходящих скважин, %	59,7	43,9	65,3	45,3	55,8	48,6	65,2	51,3	64,4	61,3
40	Средняя обводнённость продукции новых скважин, %	38,5	—	39,2	87,9	95,1	97,5	32,6	0,0	24,5	—
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, тонн/сут.	14,1	7,5	13,6	7,6	6,4	6,8	6,5	7,8	6,9	7,9
42	Средний дебит переходящих скважин по нефти, тонн/сут.	14,0	7,4	13,5	7,7	6,2	6,8	6,3	7,8	6,6	7,9
43	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут.	96,0	165,5	81,0	108,9	77,0	109,8	87,1	87,6	89,3	93,5
44	Добыча жидкости, всего, тыс. тонн	979,4	235,6	998,2	252,3	252,5	205,5	286,1	200,5	301,1	253,9
45	в т.ч. из переходящих скважин	964,0	235,6	982,6	236,6	222,7	189,5	282,1	200,5	298,5	253,9
46	из новых скважин	15,4	0,0	15,6	15,7	29,8	16,0	4,0	0,0	2,6	0,0
47	механизированным способом	738,5	234,6	936,4	243,8	252,5	205,5	286,1	200,5	301,1	253,9

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. тонн	5775	2976	6773	3228	3473	3433	3760	3634	4061	3888
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	3320	1983	3670	2114	2220	2122	2321	2132	2430	2288
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,140	0,084	0,155	0,089	0,094	0,090	0,098	0,090	0,103	0,097
51	Отбор от утверждённых извлекаемых запасов, %	36,7	21,9	40,5	23,3	24,5	23,4	25,6	23,5	26,8	25,3
52	Темп отбора от начальных утверждённых извлекаемых запасов, %	4,4	1,5	3,9	1,4	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1
53	Темп отбора от текущих утверждённых извлекаемых запасов, %	6,9	1,9	6,1	1,9	1,9	1,4	1,5	1,4	1,6	1,4
54	Закачка рабочего агента, тыс. м <sup>3</sup>	1349	292	1307	330	267	329	302	315	341	336
55	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м <sup>3</sup>	8804	4843	10111	5173	5476	5502	5778	5818	6118	6154
56	Компенсация отбора текущая, %	108	97,7	105	104,8	89,2	151,4	90,5	150	96,8	78,3
57	с начала разработки, %	109	113,4	109	112,3	121,2	139,5	119,1	142	117,6	113,7



С 2011 года в разработку введены залежи нефти объектов БП<sub>8</sub><sup>2</sup> и БП<sub>9</sub><sup>1</sup>. Их эксплуатация осуществлялась скважиной № 5 (пласт БП<sub>8</sub><sup>2</sup>) и скважинами №№ 33, 57 и 61 (пласт БП<sub>9</sub><sup>1</sup>). Согласно технологической схеме эксплуатация указанных объектов предусматривалась после отработки объекта БП<sub>10-11</sub>. В настоящее время залежи эксплуатируются скважиной № 5 со средним дебитом нефти 2,5 тонн/сут. и обводнённостью 83 %, скважиной № 33 – 0,1 тонн/сут. и обводнённостью 98-99 %, скважиной № 57 – 0,1 тонн/сут. и обводнённостью 88 %, скважиной № 61 – 20,6 тонн/сут. и обводнённостью 10,5 %. Следует отметить, что в настоящее время скважина № 5 эксплуатируется с забойным давлением 13,3 МПа, что ниже давления насыщения 19,4 МПа. Закачка воды в указанные залежи не ведётся. На начало 2019 года накопленная добыча нефти по объектам разработки БП<sub>8</sub><sup>2</sup> и БП<sub>9</sub><sup>1</sup> составила 16925 и 18566 тонн соответственно, достигнут КИН – 0,046 и 0,023 доли ед. Общий вклад обоих горизонтов в добычу месторождения не превышает 5 %.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Северо-Тарасовского месторождения в целом приведено на рисунке 9.

В целом можно отметить, что фактические показатели разработки за 2017–2018 гг. практически соответствуют принятым в «Дополнении к технологической схеме...».

### Анализ выработки запасов нефти

Процесс извлечения нефти из пласта зависит от многих факторов: от геологической неоднородности среды, являющейся областью фильтрации, физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента, системы воздействия и расстановки скважин, режимов работы и других. Условно их можно разделить на природные и технологические. Задача анализа – рассмотреть влияние этих факторов на характер и степень выработки запасов нефти.

Изучение закономерностей состояния выработки запасов осуществляется с помощью геолого-промыслового анализа, к основным методам которого относятся:

- 1) изучение профилей притока и приёмистости в добывающих и нагнетательных скважинах;
- 2) методы электрометрии и радиометрии для изучения текущей нефтенасыщенности в скважинах, пробуренных в заводнённых зонах пласта;
- 3) контроль за динамикой обводнения добывающих скважин и косвенные методы определения текущего положения ВНК;
- 4) определение подвижных запасов нефти, активно вовлекаемых в разработку, и остаточных запасов с помощью характеристик вытеснения.

Кроме того, используются альтернативные методы, основанные на различных статистических зависимостях, и сопоставление с принятой геолого-технологической моделью продуктивных пластов.

Недостаточный объём качественно проведённых геофизических исследований на Северо-Тарасовском месторождении не позволяет сделать надёжные выводы о состоянии выработки запасов и характере текущего насыщения пластов разработки по первым двум методам. Поэтому нами дополнительно для оценки состояния выработки запасов нефти объекта БП<sub>10-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения с учётом сложившихся тенденций в разработке и динамики отборов существующим фондом скважин были проведены расчёты запасов нефти, активно вовлекаемых в разработку разбуренным фондом скважин, с использованием характеристик вытеснения.

Для разбуренных участков объекта БП<sub>10-11</sub>, разрабатываемых с поддержанием пластового давления и обводнённостью продукции более 20 %, применялись интегральные характеристики вытеснения вида  $Q_n = f(Q_{ж})$ . Анализ проводился по сложившимся блокам разработки, ограниченными разрезающими нагнетательными рядами. Выделение блоков по разбуренной части объекта БП<sub>10-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения представлено на рисунке 10. Величина предельных извлекаемых запасов нефти принималась при достижении конечной обводнённости по залежам 98 %. Добыча скважин, расположенных на границах блоков, относилась к накопленной добыче по блоку в пропорции 50/50. Запасы неразбуренных участков на севере (категория запасов С<sub>2</sub>) и юго-западе месторождения в расчётах не участвовали.

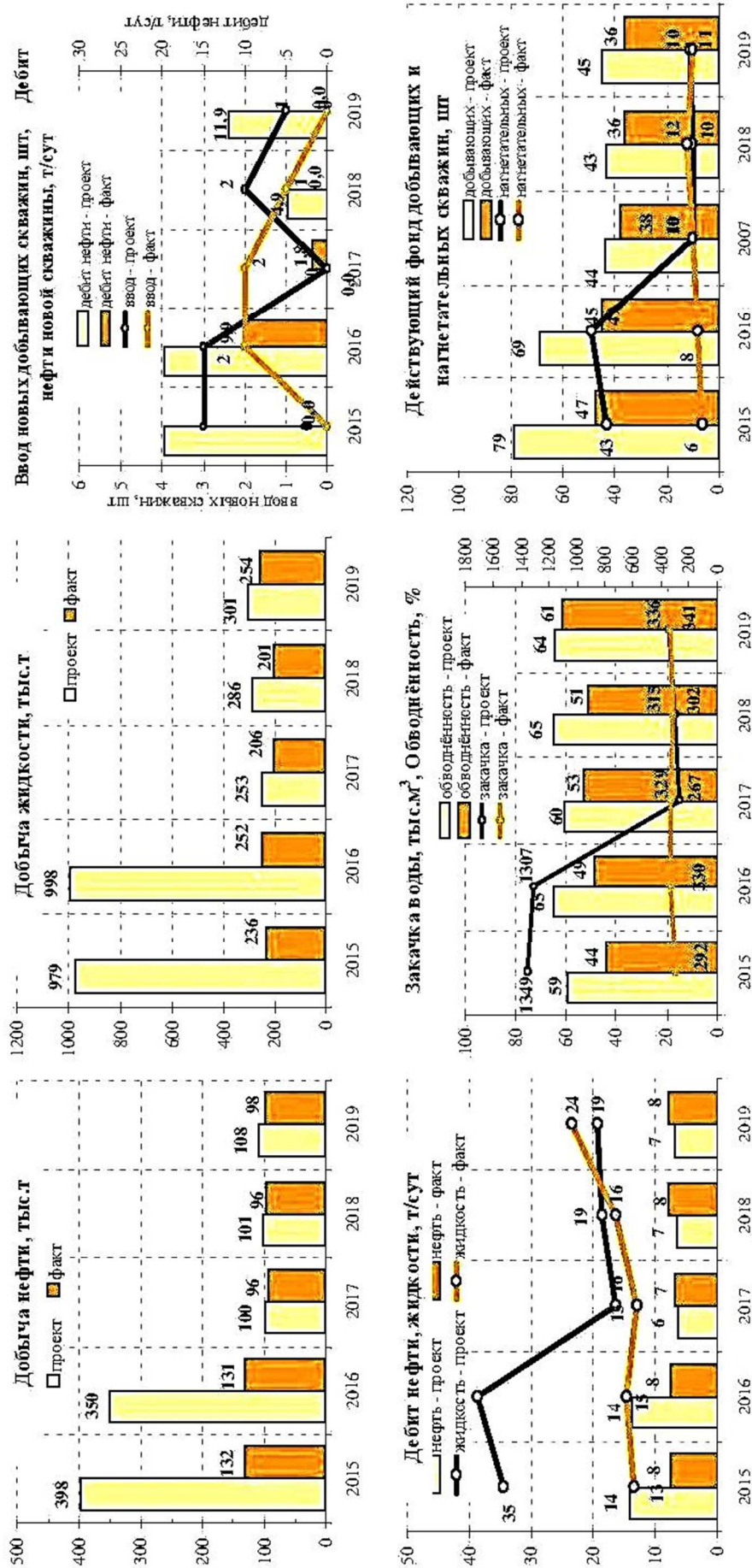
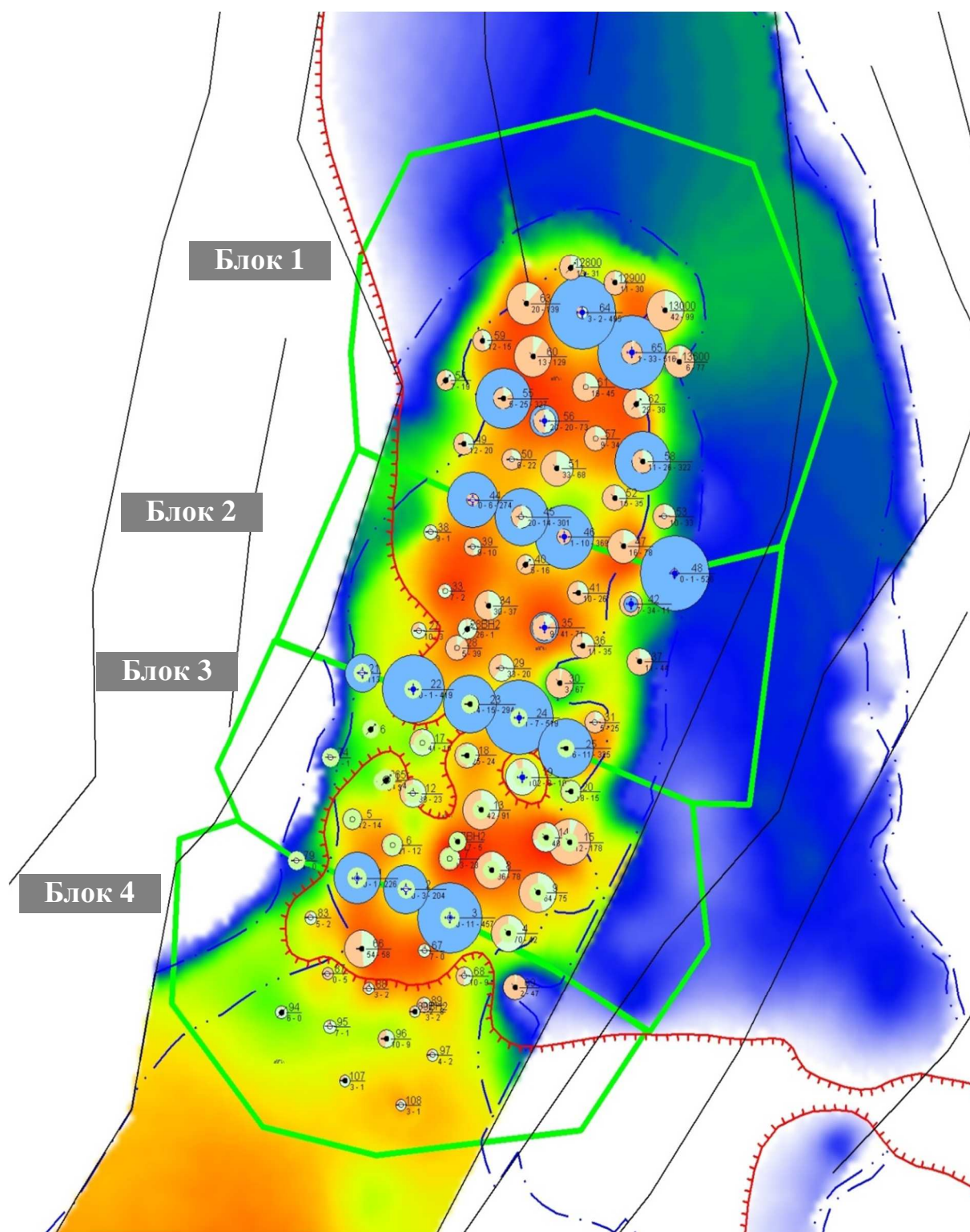


Рисунок 9 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Северо-Тарасовского месторождения (в целом)



**Рисунок 10** – Выделение блоков разработки для анализа выработки запасов нефти по объекту БП<sub>10-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения

Состояние выработки запасов нефти по объекту БП<sub>10-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения охарактеризовано с помощью сводной геолого-промысловой характеристики, приведённой в таблице 5.

С начала промышленной разработки (2001 год) на 01.01.2020 г. по объекту БП<sub>10-11</sub> отобрано 2158,0 тыс. тонн нефти, остаточные извлекаемые запасы составляют 3220 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,154, проектный 0,385. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 40 %, темп отбора НИЗ – 1 % при среднегодовой обводнённости продукции 48 %. Кратность запасов 18,9 лет.

Таблица 5 – Геолого-промысловая характеристика разбуренной части объекта БП<sub>1,0-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения

Блок	Пласт	Запасы, тыс. тонн		НИЗ	КИН, доли ед.		Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	Остаточные извлекаемые запасы, тыс. тонн	Коэффициент использования запасов, %	Текущая обводнённость, %	Водонесущий фактор	Начальные запасы на скважину, тыс. тонн	Удельный отбор нефти на скважину, тыс. тонн	Остаточные запасы на 1 добывающую скважину, тыс. тонн	Добыча за 2018 год, тыс. тонн	Кратность запасов, лет
		геологические	геологические		утверждённый	текущий										
Блок 1	БП <sub>1,0</sub> <sup>1</sup>	1962	779				1001,9	614	62	43	0,293	66,7	42,6	35,1	76,9	8,0
	БП <sub>1,0</sub> <sup>2</sup>	2173	837			0,391	0,242									
	БП <sub>1,0</sub> <sup>1</sup> + БП <sub>1,0</sub> <sup>2</sup>	4135	1616													
Блок 2	БП <sub>1,0</sub> <sup>1</sup>	751	298				406,4	850	32	36	0,387	59,8	19,4	53,1	20,1	42,3
	БП <sub>1,0</sub> <sup>2</sup>	2488	958			0,388	0,125									
	БП <sub>1,0</sub> <sup>1</sup> + БП <sub>1,0</sub> <sup>2</sup>	3239	1256													
Блок 3	БП <sub>1,0</sub> <sup>1</sup>	626	249				595,3	671	47	59	0,811	57,5	27,1	37,3	68,1	9,8
	БП <sub>1,0</sub> <sup>2</sup>	2643	1018			0,387	0,182									
	БП <sub>1,0</sub> <sup>1</sup> + БП <sub>1,0</sub> <sup>2</sup>	3269	1266													
Блок 4	БП <sub>1,0</sub> <sup>1</sup>	191	76				154,4	1129	12	27	0,847	73,3	8,8	70,5	5,4	209,0
	БП <sub>1,0</sub> <sup>2</sup>	3136	1207			0,386	0,046									
	БП <sub>1,0</sub> <sup>1</sup> + БП <sub>1,0</sub> <sup>2</sup>	3327	1283													
Всего по разбуренной части	БП <sub>1,0</sub> <sup>1</sup>	3530	1359				2158,0	3220	40	48	0,498	64,0	25,7	47,7	170,5	18,9
	БП <sub>1,0</sub> <sup>2</sup>	10440	4019			0,385	0,154									
	БП <sub>1,0</sub> <sup>1</sup> + БП <sub>1,0</sub> <sup>2</sup>	13970	5378													



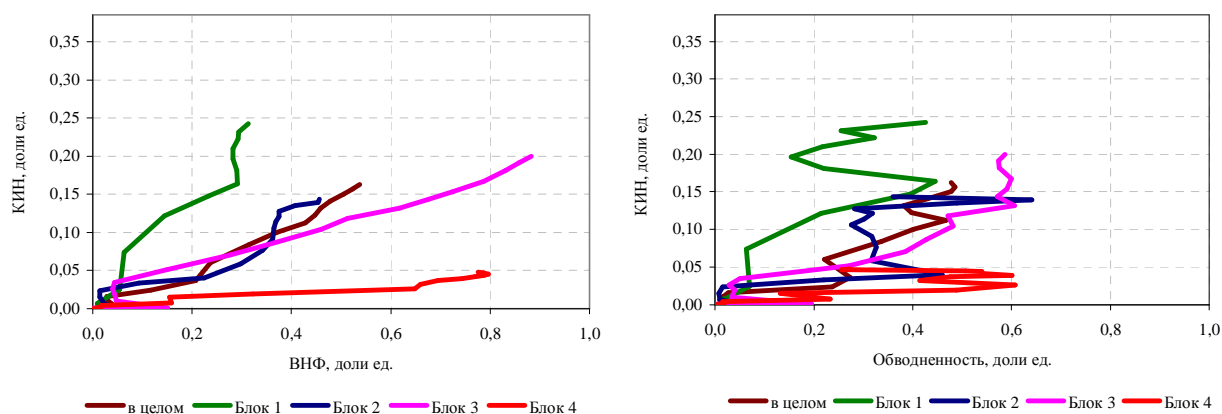
При рассмотрении по блокам видно, что наиболее благоприятная ситуация складывается в блоке 1 (северная часть месторождения до нагнетательного ряда скважин №№ 44, 45, 46 и 48). Хотя блок введён в разработку последним, он обеспечил более 46 % всей накопленной добычи нефти. По блоку 1 отобрано 1001,9 тыс. тонн нефти, остаточные извлекаемые запасы составляют 614 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,242, проектный 0,391. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 62 %, темп отбора НИЗ – 3,1 % при среднегодовой обводнённости продукции 43 %. Кратность запасов 8,0 лет. Более высокая степень выработки запасов по блоку обусловлена достаточно высокими дебитами по нефти в течение 2008–2012 гг. Этот период характеризуется высокими объёмами добычи жидкости и закачки. Система ППД позволяла поддерживать пластовые давления, близкие к первоначальным, и обеспечивала эффективный процесс вытеснения нефти.

Блок 2 характеризуется стабильными дебитами нефти за всю историю разработки. По блоку отобрано 406,4 тыс. тонн нефти, остаточные извлекаемые запасы составляют 850 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,125, проектный 0,388. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 32 %, темп отбора НИЗ – 1,9 % при среднегодовой обводнённости продукции 36 %. Кратность запасов 42,3 года. Анализ работы скважин по блоку показывает быстрое обводнение скважин первых рядов и продолжительную стабильную работу скважин стягивающего ряда.

Блок 3 в целом работает аналогично блоку 2. Динамика добычи характеризуется быстрым обводнением, связанным, скорее всего, с прорывами нагнетаемой воды по высокопроницаемым пропласткам. По блоку отобрано 595,3 тыс. тонн нефти, остаточные извлекаемые запасы составляют 671 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,182, проектный 0,387. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 47 %, темп отбора НИЗ – 3,4 % при среднегодовой обводнённости продукции 59 %. Кратность запасов 9,8 лет.

Наиболее неблагоприятная обстановка с выработкой запасов по блоку 4. На 01.01.2020 г. по блоку отобрано 154,4 тыс. тонн нефти, остаточные извлекаемые запасы составляют 1129 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,046, проектный 0,386. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 12 %, темп отбора НИЗ – 2,3 % при среднегодовой обводнённости продукции 27 %. Скважины блока характеризуются невысокими дебитами по жидкости и высокой обводнёностью.

Интегральные характеристики выработки запасов представлены на рисунках 11 и 12.



**Рисунок 11** – Характеристика выработки запасов нефти по объекту БП<sub>10–11</sub> Северо-Тарасовского месторождения

С учётом сложившейся тенденции в разработке по блокам объекта БП<sub>10–11</sub> была проведена оценка объёма подвижных запасов нефти, активно вовлекаемых в разработку, с использованием вышеперечисленных критериев и характеристик вытеснения. Результаты оценки подвижных запасов нефти и расчётных коэффициентов охвата и извлечения нефти приведены в таблицах 6 и 7.

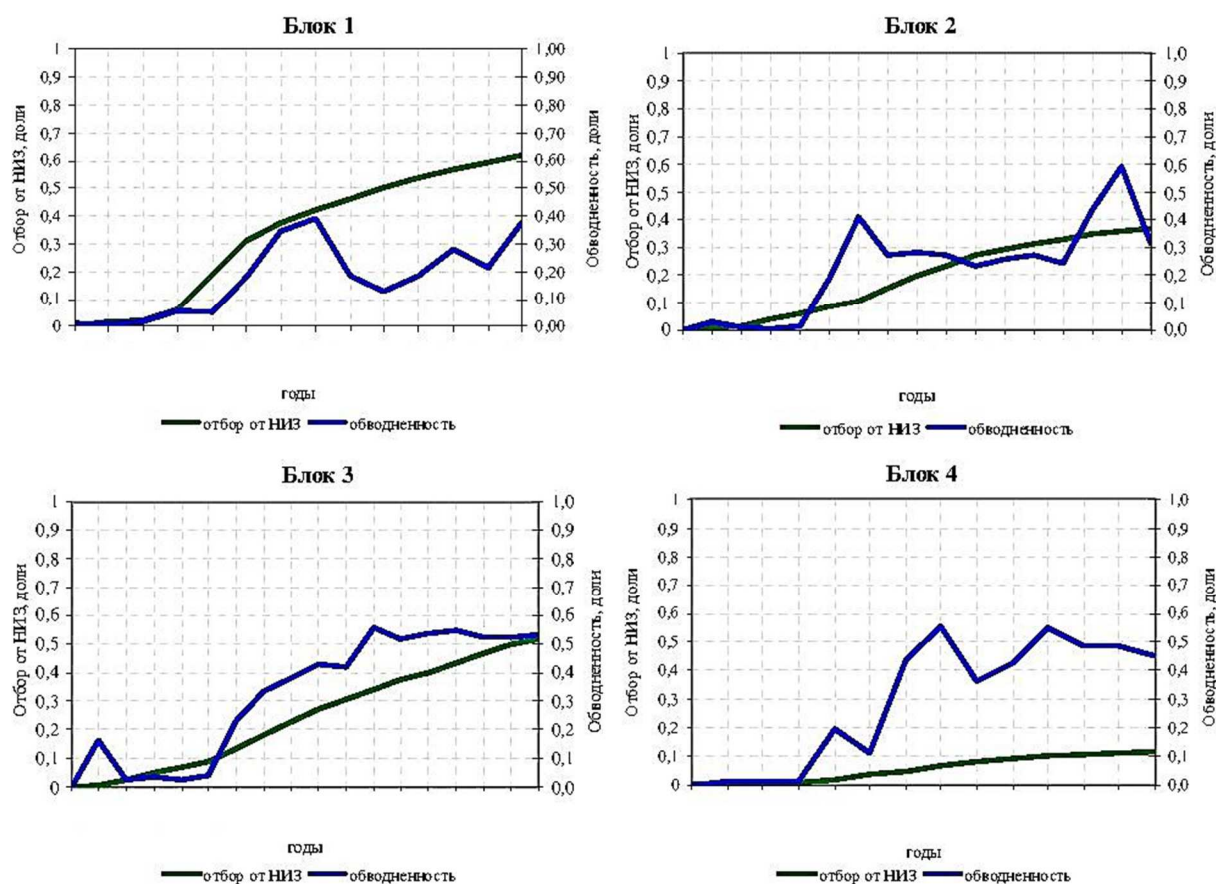


Рисунок 12 – Характеристика выработки запасов нефти по объекту БП<sub>10-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения

Таблица 6 – Оценка извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения объекта БП<sub>10-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения

Метод	НИЗ, тыс. тонн			
	Блок 1	Блок 2	Блок 3	Блок 4
1	2	3	4	5
Камбаров	1519	739	538	244
Пирвердян	1980	948	663	304
LN_Камбаров	2000	937	611	294
Сазонов	3794	1754	1128	519
Назаров – Сипачёв	5846	1337	625	359
Гайсин – Тимашев	26677	3567	1064	596
V <sub>n</sub> (ВНФ)	1398	640	1581	283
Сипачёв – Посевич	26677	3567	1064	596
Говорова – Рябинина			6260	
Французский институт нефти			14329	7752
Максимов	4623	1794	930	496
Гарб	27889	3932	1143	826
Арпс 2		9498	2286	1357
диф. Пирвердян	1985	958	551	305
диф. LN_Камбаров	2011	952	554	296
диф. Камбаров	1519	744	448	245
Островский – Джапаров 1	1047	499	785	197

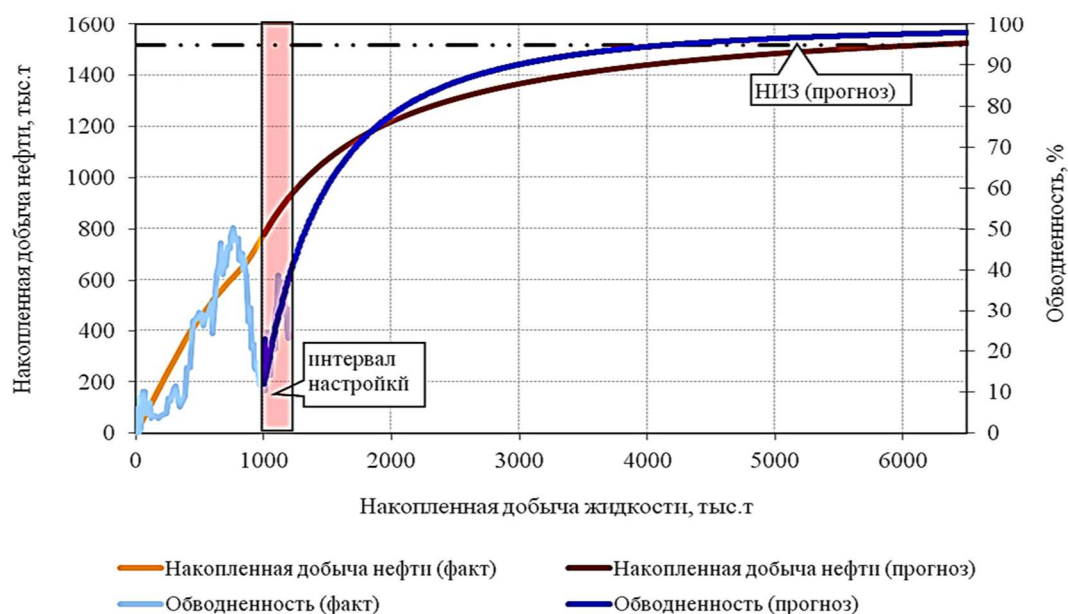
Окончание таблицы 6

1	2	3	4	5
Островский – Джапаров 2	1076	506	1168	205
Арпс 1	2560	942	2398	353
Эршаги – Оморидж	1384	627	1463	270
Мовмыга – Черепяхин	950	468	661	186
Стасенков – Рахимкулов – Рудчук	1300	571	1006	213
Праведников	1721	641	67488	259
Среднее значение	1274	727	847	352

**Таблица 7** – Оценка подвижных и извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения объекта БП<sub>10-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения

Блок	Запасы, тыс. тонн		Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	Остаточные извлекаемые запасы, тыс. тонн	Извлекаемые запасы (расчёт), тыс. тонн	K <sub>выт</sub>	K <sub>охв</sub> (расчёт)	КИН (расчёт)
	геологические	НИЗ						
1	4135	1616	1001,9	614	1274	0,581	0,530	0,308
2	3239	1256	406,4	850	727	0,581	0,386	0,224
3	3269	1266	595,3	671	847	0,581	0,446	0,259
4	3327	1283	154,4	1129	352	0,581	0,182	0,106
В целом	13970	5378	2158,0	3220	3200	0,581	0,394	0,229

Пример оценки вовлечённых в разработку извлекаемых запасов по методу Камбарова для блока 1 представлен на рисунке 13. Извлекаемые запасы рассчитаны из условия достижения обводнённости 98 %. В связи с недостаточной охарактеризованностью скважин объекта характеристиками вытеснения, коэффициент вытеснения для объекта БП<sub>10-11</sub> принят 0,554 по аналогии со скважинами объекта БП<sub>10-11</sub> Южно-Тарасовского месторождения.



**Рисунок 13** – Оценка предельной накопленной добычи нефти по блоку 1 объекта БП<sub>10-11</sub> Северо-Тарасовского месторождения (по характеристике Камбарова)

Проведённые расчёты показывают, что при сложившейся динамике отборов существующим фондом скважин по 1 блоку, который находится в северной части за-

лежи, расчётные предельно извлекаемые запасы составляют всего 1274 тыс. тонн нефти (принятые – 1616 тыс. тонн). Это наиболее близкие значения расчётных и принятых величин извлекаемых запасов нефти. По 2 блоку объекта БП<sub>10-11</sub>, находящегося в центральной части залежи, расчётные извлекаемые запасы составляют 727 тыс. тонн (принятые – 1256 тыс. тонн). По 3 блоку объекта расчётная предельная величина извлекаемых запасов составляет 847 тыс. тонн при принятых значениях 1266 тыс. тонн. Наиболее неблагоприятная ситуация по блоку 4 – при сложившейся системе разработки предельная величина извлекаемых запасов составляет 352 тыс. тонн при принятых 1283 тыс. тонн, достигнутый КИН не превысит 0,106.

Таким образом, по разбуренной части объекта БП<sub>10-11</sub> с учётом сложившейся тенденции в разработке расчётная величина предельно извлекаемых запасов нефти составляет 3200 тыс. тонн при достижении КИН 0,229. Наиболее максимально и равномерно вырабатываются запасы нефти по блокам 1 и 3, блок разработки 2 несколько отстаёт в выработке запасов, минимальной выработкой запасов нефти охвачена южная часть – блок разработки 4.

В целом по объекту с учётом запасов, не вовлечённых в активную разработку, достигнутый КИН составляет 0,153. Извлечение всего объёма остаточных запасов нефти по объекту БП<sub>10-11</sub>, числящихся на балансе РГФ, возможно лишь при разбуривании северного участка и юго-западных частей залежи, которые не охвачены выработкой запасов нефти, а также при дальнейшем проведении мероприятий по интенсификации отборов нефти и жидкости с проведением на существующем эксплуатационном фонде скважин комплекса ГТМ и реорганизации системы ППД.

### **Анализ эффективности реализуемой системы разработки**

Залежь нефти в пластах БП<sub>10</sub> имеет вытянутую с севера на юг, фактически полообразную форму, окаймлённую с запада и востока разрывными нарушениями. На наш взгляд, принята и реализована эффективная для такой формы залежей система воздействия – блоковая трёхрядная система при равномерном размещении скважин по треугольной сетке 500×500 м. На залежи сформировано 3 разрезающих ряда нагнетательных скважин, на севере залежи организовано очаговое заводнение с двумя одиночными и двумя расположенными в один ряд нагнетательными скважинами. На юге залежи из-за раннего обводнения скважин и остановки по этой причине эксплуатации добывающих скважин система заводнения не получила своего развития.

Заводнение велось при устьевом давлении 16 МПа, средняя приёмистость составляла 198–150 м<sup>3</sup>/сут., текущая компенсация отборов закачкой – 123–118 %. Реализуемая система заводнения обеспечила поддержание пластового давления практически на первоначальном уровне 26–27 МПа в течение всего периода разработки, т.е. закачиваемая вода поступала в нефтенасыщенные пласты. Фиксируемое превышение отбора закачкой можно объяснить некоторыми поверхностными потерями закачиваемой воды и уходом части воды, по-видимому, в существующие гидрогеологические окна с пластом БП<sub>11</sub>, несмотря на наличие глинистого раздела толщиной 18–20 м.

Тем не менее, такое эффективное воздействие закачиваемой воды на нефтенасыщенные пласты не привело к достижению проектной нефтеотдачи в зоне отбора. Максимальная нефтеотдача ожидается в блоке 3 (между рядами нагнетательных скважин №№ 1–3 и скважин №№ 21–25) – на уровне 0,227, в остальных блоках (1 и 2) несколько ниже – на уровне 0,17–0,22.

Причиной низкой нефтеотдачи является, естественно, высокая послойная неоднородность. Потокметрические исследования показывают на работу узких интервалов пластов, что связано с проводимыми в скважинах ГРП.

Другой причиной получения низкой нефтеотдачи является обводнение и выход из эксплуатации скважин после различного рода ГТМ и ПРС. Анализ динамики обводнения всех добывающих скважин показал, что в 70 % перебивавших в эксплуатации добывающих скважинах обводнение происходит «скачками» за один месяц, «скачок» обводнённости составляет от 20–30 % до 85–93 %. В случае высокого обводнения только единичные скважины удаётся в некоторой степени восстановить, снизив обводнённость до 60–65 %.



Техническое осложнение скважин как после ГРП, так и после ГТМ и ПРС, связано с некачественным строительством скважин, в связи с этим предусмотренные в технологической схеме РИР после ГРП оказались не эффективными. На южном участке более половины пробуренных скважин оказались высокообводнёнными с начала их ввода в эксплуатацию, причём все скважины расположены в благоприятных для добычи нефти условиях.

В целом залежь БП<sub>10</sub> в зоне запасов промышленной категории С<sub>1</sub> недоразбурена на севере и юге, причём в этих зонах эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 5–10 м.

Причиной приостановки бурения на Северо-Тарасовском месторождении, по видимому, явилось получение высокообводнённой продукции из чисто нефтяных пластов.

Таким образом, сложившаяся система выработки запасов объекта БП<sub>10</sub> не обеспечивает достижение проектной нефтеотдачи 0,314 и требует своего совершенствования.

В период 2017–2019 гг. было выполнено 13 успешных мероприятий по ГРП, дополнительная добыча нефти составила 27,4 тыс. тонн. Кроме ГРП на месторождении проводились мероприятия по выводу добывающих скважин из бездействия и консервации, изменение способа эксплуатации, дополнительная перфорация и ПВЛГ. Проведённые мероприятия позволили в 2017–2019 гг. почти достичь проектного уровня добычи нефти 99,5–99,6 тыс. тонн (95,6–95,9 тыс. тонн по факту).

Действующий добывающий фонд на конец анализируемого периода был представлен 35 скважинами (по проекту предусмотрено 40 скважин), из них 22 скважины оборудованы ЭЦН, 1 скважина эксплуатируется фонтанным способом и 13 скважин оборудованы штанговыми насосами.

Под закачкой в нагнетательном фонде находится 10 скважин (по проекту предусмотрено 11 скважин). Реализуемая в условиях Северо-Тарасовского месторождения система разработки обеспечила сохранение величины пластового давления выше давления насыщения. На протяжении всего периода разработки разгазирования нефти в пласте не наблюдалось. Внедрение заводнения в 2004 году на эксплуатационном объекте БП<sub>10-11</sub> способствовало стабилизации и некоторому росту пластового давления в залежи.

Месторождение разрабатывается низкими темпами. Максимальный темп отбора был достигнут в 2010 году и составил 3,4 % от начальных извлекаемых запасов. К настоящему моменту темп отбора снизился до 1 % от НИЗ. Всего добыто 2246 тыс. тонн нефти при степени выработки 20,1 % и обводнённости 57 %.

## 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. Аладьев А.П., Задорожня И.А., Юртов М.П. Выделение электрофаций методом многомерной кластеризации на графах с использованием данных каротажных кривых и результатов исследования керна (на примере одного из месторождений Западной Сибири) // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 25–27.
13. Валеев И.И., Нафикова Р.А. Возможность и эффективность реализации водогазового воздействия в условиях Тарасовского месторождения / Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013» (14 марта 2013 года, г. Октябрьский) в 3-х томах. – Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2013. – С. 56–62.
14. Валеев И.И., Нафикова Р.А. Повышение эффективности гидравлического разрыва пласта на Тарасовском месторождении // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов (22 апреля 2013 года, г. Октябрьский) в 3-х томах. – Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2013. – С. 33–37.
15. Галунов В.А. Статистический анализ ёмкостно-фильтрационных свойств и вещественного состава пласта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения нефти Тюменской области / Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы недропользования» (05 декабря 2018 года, г. Новочеркасск). – г. Новочеркасск : Издательство Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова, 2019. – С. 22–25.
16. 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.
17. Калашников О.Н. Расчёт дебита горизонтальной скважины на примере разработки Тарасовского нефтяного месторождения // Газовая промышленность. – 2020. – № 4 (799). – С. 44–49.
18. Лохманов С.И., Милевская В.В., Сериков Д.А. Анализ эффективности применения ГТМ на Тарасовском месторождении (пласт БП<sub>8</sub>) // Горные ведомости. – 2015. – № 3 (130). – С. 50–67.
19. Муратшин Д.Р. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий с учётом геомеханических и фильтрационных свойств пород Тарасовского месторождения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 121–136.
20. Пучкина Л.Д. Механизмы регулирования повышения эффективности использования ресурсов предприятиями нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 5. – С. 187–188.
21. Савенок О.В. Факторы, затрудняющие добычу нефти (ФЗДН): классификация и систематизация (статья) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 6. – С. 22–27.
22. 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.
23. 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.
24. 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.
25. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
26. Трофимов М.С., Яркеева Н.Р. Проектирование гидравлического разрыва пласта на скважинах Южно-Тарасовского месторождения // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 4. – С. 58–63.
27. Хайитов О.Г. Обоснование конечной нефтеотдачи пластов методом многофакторного регрессионного анализа // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 189–192.
28. Янтудин А.Н. [и др.]. Перспективы увеличения добычи на Тарасовском месторождении // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 1 (34). – С. 36–39.

## References

1. Analysis of the Severo-Tarasovskoye field development. – Krasnodar : ООО Rosneft – STC, 2009.
2. Technological operation mode of production wells in the Severo-Tarasovskoye field. – Krasnodar :

- ООО НК Rosneft – STC, 2017.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2011. – 603 p.
  4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface Overhaul of Oil and Gas Wells in 4 Volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012-2015. – Vol. 1–4.
  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 Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : 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 equipment to improve the efficiency of oilfield systems with difficult 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 squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
  10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
  11. Yanin A.N. Problems of Western Siberia oil fields development. – Tyumen : Trans-Urals, 2010. – 604 p.
  12. Aladyev A.P., Zadorozhnaya I.A., Yurtov M.P. Electrofaciation by the method of multidimensional clustering on graphs using data of logging curves and results of core investigation (by the example of one of the fields of Western Siberia) // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 25–27.
  13. Valeev I.I., Nafikova R.A. Possibility and Efficiency of Water and Gas Effects Implementation in Tarasovskoye Field Conditions / Proceedings of International Scientific and Technical Conference «Modern Technologies in Oil and Gas Business – 2013». (March 14, 2013, Oktyabrsky) in 3 volumes. – Ufa : Publishing house of Ufa State Petroleum Technical University, 2013. – P. 56–62.
  14. Valeev I.I., Nafikova R.A. Improving hydraulic fracturing efficiency at the Tarasovskoye field // Proceedings of the All-Russian 40th Scientific and Technical Conference of Young Scientists, Postgraduate Students and Students (April 22, 2013, Oktyabrsky) in 3 volumes. – Ufa : Publishing house of Ufa State Petroleum Technical University, 2013. – P. 33–37.
  15. Galunov V.A. Statistical analysis of capacitive-filtration properties and material composition of formation BP<sub>14</sub> of Tarasovskoye oil field in the Tyumen region / Proceedings of the International Scientific Conference «Actual problems of subsoil use» (December 05, 2018, Novocherkassk). – Novocherkassk : Publishing house of M.I. Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), 2019. – P. 22–25.
  16. Kazazyan M.G., Tatarinova E.E. Features of reserves development at Severo-Tarasovskoye deposit of Purovsky district of Yamalo-Nenets Autonomous District // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 93-96.
  17. Kalashnikov O.N. Calculation of horizontal well flow rate by the example of Tarasovskoye oil field development // Gas industry. – 2020. – № 4 (799). – P. 44–49.
  18. Lokhmanov S.I., Milevskaya V.V., Serikov D.A. Analysis of efficiency of GTM application at Tarasovskoe deposit (formation BP<sub>8</sub>) // Gornye vedomosti. – 2015. – № 3 (130). – P. 50–67.
  19. Muratshin D.R. Analysis of efficiency of geological and technical measures taking into account geomechanical and filtration properties of rocks of Tarasovskoye deposit // Electronic scientific journal «Oil and gas business». – 2012. – № 1. – P. 121–136.
  20. 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.
  21. Savenok O.V. Factors hampering oil production (FZDN): classification and systematization (article) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2012. – № 6. – P. 22–27.
  22. Savenok O.V. Development of principles, methods and technologies of resource saving for oil production taking into account a complex of factors // Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). OS № 9. – M. : Publishing House «Mining Book», 2013. – № 4. – 64 p.
  23. Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of general approaches to the problem of resource saving for oil production with a complex of factors // Geo-Engineering. – 2013. – № 1 (17) spring 2013. – P. 62–67.
  24. Savenok O.V., Datsenko E.N., Solovyova V.N. Estimation of prospects of additional development of oil deposits and carrying out of geological and technical measures on wells by actual data of their operation // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2018. – № 10. – P. 46–51.
  25. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. The method of the oil fields development with the cooperating objects // Territory Neftegaz. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.

26. Trofimov M.S., Yarkeeva N.R. Design of hydraulic fracturing at wells of Yuzhno-Tarasovskoye field // Oil and gas business. – 2016. – Vol. 14. – № 4. – P. 58–63.
27. Hayitov O.G. Justification of final oil recovery by multifactor regression analysis method // Bula-tovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 189–192.
28. Yantudin A.N. [et al.]. Prospects of production increase at Tarasovskoye field // Scientific and technical bulletin of OAO NK «Rosneft». – 2014. – № 1 (34). – P. 36–39.

УДК 656.073

## МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЛОГИСТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ



### MODELS FOR CREATING AN EFFECTIVE LOGISTICS SYSTEM

**Коновалова Т.В.**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Надирян С.Л.**

Кубанский государственный  
технологический университет  
sofi008008@yandex.ru

**Нагорный В.В.**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Аннотация.** В статье рассмотрены модели формирования эффективной логистической системы. Логистическая система не только включает в себя функциональные области, но и взаимодействует с управленческими функциями, такими как планирование, организация и контроль. Планирование в логистических системах рассматривается как функциональная область деятельности фирм и состоит из нескольких аспектов: размещение фирм, планирование складской сети, система складской обработки грузов, упаковка, планирование производства, выбор оборудования и транспортной модели.

**Ключевые слова:** автомобильные транспорт, логистика, экономика транспортный комплекс, груз.

**Konovalova T.V.**

Kuban State technological university

**Nadiryan S.L.**

Kuban State technological university  
sofi008008@yandex.ru

**Nagorny V.V.**

Kuban State technological university

**Annotation.** The article considers models of forming an effective logistics system. The logistics system not only includes functional areas, but also interacts with management functions such as planning, organization, and control. Planning in logistics systems is considered as a functional area of activity of firms and consists of several aspects: company placement, warehouse network planning, warehouse cargo handling system, packaging, production planning, equipment selection and transport model.

**Keywords:** road transport, logistics, economy transport complex, cargo.

**Л**огистическая система не только включает в себя функциональные области, но и взаимодействует с управленческими функциями, такими как планирование, организация и контроль. Планирование в логистических системах рассматривается как функциональная область деятельности фирм и состоит из нескольких аспектов: размещение фирм, планирование складской сети, система складской обработки грузов, упаковка, планирование производства, выбор оборудования и транспортной модели. В планировании логистика оказывает влияние на производство и технологию посредством определения оптимального размещения фирмы, планирования складской сети, складской обработки грузов, выбора оборудования транспортной модели; в сфере маркетинга логистика определяет направления распределения, цели обслуживания распределения; финансирование и администрирование связаны с разработкой информационной системы, контроля над запасами и бюджетом [1, 2].

Существует несколько главных принципов построения и работы логистических систем.

1. Системный подход. Транспортировка, погрузочно-разгрузочные работы, управление запасами, обработка заказов и т.д. как логистические функции рассматриваются в качестве находящихся во взаимосвязи и взаимодействии элементов системы. Такой подход оптимизирует всю систему в целом, а не отдельные ее элементы.

2. Учет общей целостности издержек логистической цепи. Минимизация суммы издержек цепи в целом и отдельных ее элементов в частности является критерием эффективности функционирования логистической цепи.

3. Обеспечение адаптивности, эластичности, надежности, большой скорости и качества работы всей системы и ее элементов.

Воплощение на практике позиций логистики нуждается в применении новых технологий, обеспечивающих оптимальную работу всей системы.

Технологии рассматриваются на двух уровнях:

- 1) макроуровень – взаимосвязанная работа элементов логистической системы;
- 2) микроуровень – оптимальная работа некоторых звеньев логистической системы.

Транспорт является связующим звеном между производством и потреблением. При моделировании логистических систем полного подобия просто не может быть.

На моделирование логистических систем большое влияние оказывают различия в условиях деятельности предприятий и даже аналогичных подразделений.

Ученые в области логистики считают, что на данный момент не существует универсальной модели оценки эффективности логистической системы, способной учитывать все переменные, все нюансы и все возможные ситуации.

Тем не менее, один параметр, который может связать всю логистическую систему с учетом всех переменных, нюансов и ситуаций, существует – это прибыль.

При анализе доходов фирмы различают следующие их разновидности: валовой, средний валовой, предельный доход.

Оценка эффективности работы системы может быть осуществлена путем сопоставления доходов и издержек. При этом применяются два подхода.

В первом случае эффективность определяется в среднем за определенный интервал времени путем сравнения валовых доходов и издержек.

Во втором случае эффективность определяется для определенного состояния рынка и производственно-сбытовой системы методом сопоставления предельных затрат и предельных издержек [3].

При разработке моделей логистических систем пользователи должны помнить о влиянии большого количества объективных и субъективных факторов, функционирующих в определенный момент времени:

#### *1. Состав субъектов и их размещение.*

Система может включать одну или несколько юридически зависимых или независимых организаций области производства и обращения. Потребностью в материальных, экономических и трудовых ресурсах определяется выбор модели логистической системы, а также маркетинговой стратегии на рынке товаров и услуг.

При организации логистической системы, формировании новых производств непременно учитывается наличие и размещение поставщиков. Не имеют возможности эффективно влиять на локализацию поставщиков или потребителей большинство хозяйственных структур. Поэтому они располагают свои предприятия с учетом сокращения транспортных издержек.

#### *2. Число и размещение складов.*

Они могут устраиваться прямо на предприятиях, соединяться в системы хранения и переработки материальных ресурсов, принятых от поставщиков, или в складские трансформационные центры, ориентированные на удовлетворение запросов потребителей. При необходимости могут быть созданы промежуточные склады в непосредственной близости от потребителей.

#### *3. Транспортные модели.*

При формировании логистических систем разрабатывается несколько вариантов транспортных моделей. Каждый из них выделяется издержками, типом транспорта, скоростью поставки, надежностью, ритмичностью, оригинальностью упаковки и складирования.

Обусловливается и реализуется оптимальный в сформировавшихся на данный момент условиях вариант. При изменении условий, повлекшем за собой трансформирование расчетных показателей, субъекты логистических систем должны иметь возможность использовать другие варианты транспортных моделей.

#### *4. Связь.*

Функциональные подразделения логистической системы всех уровней интегрированы не только транспортной, контрольной, но и коммуникационной связью, образующей сложные подсистемы. Взаимосвязь между подразделениями и подсистемами реализуется при помощи телефона, кабельной связи, компьютерной сети и прочего. Каждый из видов связи имеет свои плюсы и минусы.

Фактор быстрой связи играет важную роль в ходе функционирования логистической системы. Он воздействует на уровень адаптации системы к окружающей среде, оказывает прямое влияние на процессы принятия и реализации решений [4, 5, 6].

#### 5. Информационная система.

При создании логистических систем ее наличие является обязательным. Ее структура зависит от пользователей, в число которых входят элементы не только определенной системы, но и внешней среды.

Проверка последних ограничена. Большое влияние на тип информационной системы оказывает выбранный подход при обработке заказов. Поэтому система может быть централизованной и децентрализованной [7, 8].

Степень интеграции, по которой они различаются, зависит от поставленных целей.

Процесс развития логистических систем базируется на логистических принципах и предполагает точное взаимодействие и согласованность всех перечисленных ранее функциональных элементов с учетом воздействия влияющих факторов. Состав моделей логистической системы представляет собой характерную организацию связей и отношений между подсистемами и составными элементами системы и взаимосогласованный состав этих подсистем и элементов, каждому из которых соответствует конкретная функция.

### 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., Мелещенко О.И. Совершенствование транспортного обслуживания производственной деятельности агропромышленных предприятий // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2014. – № 1. – С. 77–83.

### References

1. Izyumsky A.A., Konovalova T.V., Nadiryanyan S.L. Improving the efficiency of transport and logistics systems through the impact on financial flows // Humanities, socio-economic and social Sciences. – 2017. – № 10. – P. 168–172.
2. Izyumsky A.A., Nadiryanyan S.L., Senin I.S. Application of simulation modeling in the field of transport flow modeling // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 1. – P. 52–54.
3. Izyumsky A.A., Nadiryanyan S.L., Senin I.S. Application of network architecture of information systems in the car // Electronic network polythematic journal «Scientific works of KubSTU». – 2014. – № 1. – P. 54–62.
4. Izyumsky A.A., Senin I.S. Modeling of transport processes : training manual. – Krasnodar : Publishing House of FGBOU VO «KubSTU», 2016.
5. Konovalova T.V., Nadiryanyan S.L., Senin I.S. Features of information support for the activities of road transport companies to improve traffic safety // Polythematic network electronic magazine «Scientific works of the Kuban state University». – 2015. – № 2. – P. 96–103.

6. Konovalova T.V. [et al]. Analysis of transport systems : textbook. – Krasnodar : Publishing House of FGBOU VO «KubSTU», 2019. – 271 p.
7. Konovalova T.V., kotenkova I.N., Nadiryana S.L. Ways to assess the effectiveness of road traffic management : textbook. – Krasnodar : Publishing House of FGBOU VO «KubSTU», 2018. – 247 p.
8. Konovalova T.V., Nadiryana S.L., meleshchenko O.I. Improving transport services for production activities of agro-industrial enterprises // Electronic network polythematic journal «Scientific works of KubSTU». – 2014. – № 1. – P. 77–83.



УДК 656.073

**ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ДОСТУПНОСТИ УСЛУГ  
ГОРОДСКОГО ПАССАЖИРСКОГО ТРАНСПОРТА  
НА ПРИМЕРЕ МАРШРУТА № 11 Г. КРАСНОДАРА**



**IMPROVING THE AVAILABILITY  
OF URBAN PASSENGER TRANSPORT SERVICES  
ON THE EXAMPLE OF ROUTE 11 OF KRASNODAR**

**Надирян С.Л.**

Кубанский государственный  
технологический университет  
sofi008008@yandex.ru

**Нагорный В.В.**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Баглай Ф.А.**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Аннотация.** Изучен ряд факторов, которые позволят выявить потребность населения в данном автобусном маршруте. Однако не все факторы могут быть заблаговременно учтены, поэтому уже существующие маршруты должны подвергаться повышению уровня доступности. Оценена работа данного маршрута, изучена полная маршрутная сеть городского пассажирского автомобильного транспорта г. Краснодара и основные показатели данного маршрута. Охарактеризован маршрут, посчитан и проанализирован сложившийся пассажиропоток на данном маршруте и определены его технико-эксплуатационные характеристики. Предложены мероприятия по повышению уровня доступности для маломобильной группы населения, благодаря чему, вырастет привлекательность данного маршрута и всей городской пассажирской сети для всех категорий населения, в том числе и маломобильной группы населения.

**Ключевые слова:** повышение доступности, маломобильная группа населения, пассажирский транспорт, автобус, подвижной состав, маршрут, пассажиропоток, пассажирооборот.

**Nadiryan S.L.**

Kuban State technological university  
sofi008008@yandex.ru

**Nagorny V.V.**

Kuban State technological university

**Baglay F.A.**

Kuban State technological university

**Annotation.** We have Studied a number of factors that will help identify the population's need for this bus route. However, not all factors can be taken into account in advance, so existing routes should be subject to increased availability. The work of this route was evaluated, the complete route network of urban passenger automobile transport in Krasnodar and the main indicators of this route were studied. The route is characterized, the current passenger traffic on this route is calculated and analyzed, and its technical and operational characteristics are determined. Measures are proposed to improve accessibility for the low-mobility population, which will increase the attractiveness of this route and the entire urban passenger network for all categories of the population, including the low-mobility population.

**Keywords:** increasing accessibility, low-mobility population group, passenger transport, bus, rolling stock, route, passenger traffic, passenger turnover.

Пусть к повышению эффективности работы подвижного состава автобусного транспорта и качества обслуживания населения лежит в улучшении технического обслуживания, экономии использования трудовых, финансовых и материальных ресурсов, росте производительности труда и снижении себестоимости перевозок и при этом важная роль принадлежит будущим специалистам инженерам-менеджерам по перевозкам автомобильным транспортом [1, 2].

Автобусный транспорт имеет следующие преимущества перед другими видами транспорта:

- хорошая маневренность, возможность быстрого введения новых линий и изменения маршрутов;
- быстрая организация массовых и единичных перевозок;
- небольшие первоначальные затраты.

Автобусные маршруты представляют собой основной для России элемент общественного транспорта.

Объектом исследования является маршрутная сеть г. Краснодара, уровень, транспортного обслуживания населения.

Предметом исследования является городской пассажирский маршрут № 11 г. Краснодара.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- Охарактеризовать маршрут;
- Проанализировать сложившийся пассажиропоток на маршруте;
- Рассчитать потребность в подвижном составе на данном маршруте и определить его технико-эксплуатационные характеристики;
- Предложить мероприятия по совершенствованию маршрута.

В рамках данной работы основными целями являются изучение маршрутной сети городского пассажирского автомобильного транспорта, выбор типа подвижного состава, проведение расчетов и анализ эксплуатационных показателей, исследование пассажиропотоков и режимов движения транспортных средств. Повышение уровня доступности услуг городского пассажирского транспорта.

Городской автобусный маршрут № 11 соединяет между собой микрорайон Юбилейный и Прикубанский и проходит по ул. Героя Яцкова, ул. Черкасской, ул. 1 Мая, ул. 40-лет Победы, ул. Колхозной, ул. Офицерской, Шоссе Нефтяников, ул. Красной, ул. Северной, ул. Академика Трубилина, ул. Алма-Атинская, ул. 70 лет Октября, Проспект Чекистов.

Конечными пунктами данного маршрута являются ост. «Проспект Чекистов» (мр.Юбилейный) и ост. «Школа» (мр. Губернский) как в прямом, так и в обратном направлении движения.

Длина данного маршрута в прямом направлении составляет 17,11 км, а в обратном 18,49 км, что обуславливается особенностями организации дорожного движения в городе и расположениями мест тяготения пассажиропотока. Автобусный маршрут № 11 на своем пути пересекает трамвайные пути, и мост, а также проходит по перекресткам с круговым движением.

Основными объектами тяготения на маршруте являются: Кубанский государственный аграрный университет (Калинина 13), ТРЦ «Галерея» (ул. Северная 337), Военное училище (ул. Северная 267), КубГТУ (ул. Красная 135), ТЦ «Центр города» (ул. Красная 176), универмаг «Краснодар» (ул. Красная 157), дом спорта «Динамо» (ул. Красная 190), кинотеатр «Аврора» (Красная 169), ПКЮ Чистяковская роща, Краснодарский гуманитарно-технологический колледж (1 Мая 99), Краевая клиническая больница №1 им. профессора С.В. Очаповского (1 Мая 167).

Компания – перевозчик ООО «Кубань» для осуществления перевозки использует ПС марки ПАЗ 320412. На данном маршруте работает 22 единицы ПС.

Схема движения по городскому маршруту №11 представлена на рисунок 1.

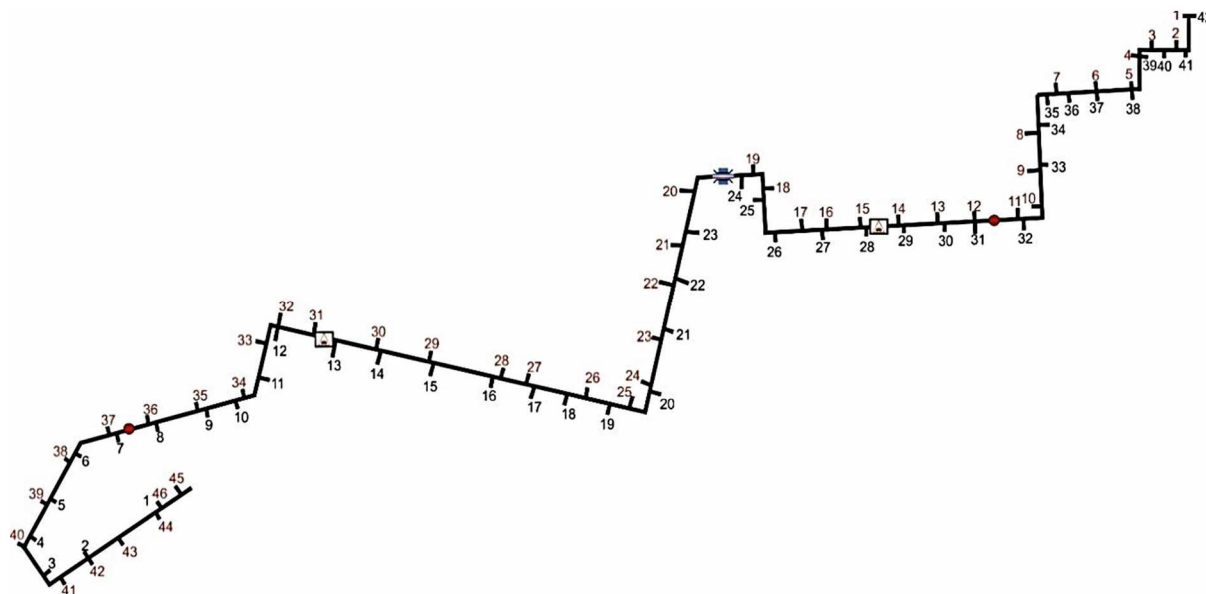


Рисунок 1 – Схема движения по городскому автобусному маршруту №11

Пассажиропоток – это количество пассажиров, которое перемещается в одном направлении на каждом перегоне маршрута транспортного средства или на сети всех маршрутов определенного типа (международных, междугородных, пригородных, городских) в заданную единицу времени (час, сутки, неделя, месяц, год и т.д.). Для распределения пассажиропотоков по направлениям и сбора необходимой информации об изменении пассажиропотоков во времени проводятся обследования с применением одного из следующих методов: билетный, анкетный, глазомерный или табличный [3, 4].

При выполнении данной работы использовался табличный метод обследования пассажиропотока на маршруте городского общественного транспорта № 11.

Полученные данные о количестве вошедших и вышедших пассажиров на каждом остановочном пункте, проехавших между остановочными пунктами маршрутов, а также результаты расчета в прямом направлении были занесены в таблицы, на основе которых были построены картограммы пассажиропотока в прямом и обратном направлении, которые дают наглядное представление о мощности пассажиропотока на каждом перегоне [5, 6].

Далее были рассчитаны основные показатели работы данного маршрута:

1. Число пассажиров, проехавших между остановочными пунктами.
2. Количество пассажиров, перевезенных на маршруте за отчетный период.
3. Пассажирооборот.
4. Коэффициент неравномерности перевозок по участкам.
5. Коэффициент неравномерности перевозок по направлениям.
6. Средняя дальность поездки пассажиров.
7. Коэффициент сменности.
8. Статический коэффициент использования вместимости ПС.
9. Динамический коэффициент использования вместимости ПС.
10. Потребное число автобусов.
11. Время оборотного рейса на маршруте.
12. Интервал движения.

Городской пассажирский автобусный транспорт г. Краснодара является сложной организационной, технологической и финансовой системой, которая выполняет удовлетворение потребностей населения в перевозках и обеспечивает функции социальной поддержки [7, 8].

Изучив и проанализировав все характеристики, которые я рассмотрел на данном маршруте я предлагаю мероприятия по его совершенствованию.

В целом подвижной состав, задействованный на маршруте №11 удовлетворяет потребностям населения в пассажирских перевозках, однако он не в полной мере отвечает возрастающим современным требованиям по экономии топливно-энергетических ресурсов, стоимости технической эксплуатации, комфортности поездки пассажиров, экологической безопасности и другим факторам. Поэтому на маршруте № 11 следует произвести замену старого ПС на новый и сократить количество ПС до 17 единиц.

Для замены ПС предварительно необходимо определить основные предпосылки замены подвижного состава. На городском общественном пассажирском маршруте № 11 ими являются:

1. Высокие затраты на ремонт и обслуживание старого ПС.
2. Недостаточное использование пассажироместимости имеющихся автобусов.
3. Отсутствие доступности проезда/частичная доступность проезда маломобильной категории населения, пенсионерам и т.д.

Необходимо определить будет ли новый подвижной состав давать существенный экономический и социальный эффект и будет ли он ликвидным.

В связи с вышеизложенным необходимо произвести модернизацию ПС на данном маршруте путем его замены с марки ПАЗ 320412 на марку МАЗ 206, что позволит повысить заполняемость автобуса, так как его номинальная пассажироместимост составляет 72 человека и 25 мест для сидения. И даст возможность более комфортно проезда для стариков и маломобильной группы населения, так как новый автобус является низкопольным.

Низкопольный автобус данной модели является надежным транспортным средством, предназначенным для выполнения пассажирских перевозок. МА3-206 может эксплуатироваться на городских и пригородных маршрутах.

В числе основных достоинств автобуса – маневренность и плавность хода. Это особенно важно при движении в городских условиях. Комфорт для водителя обеспечивают удобное расположение кресла, имеющего анатомическую форму и оснащенного подголовником, а также независимое воздушное отопление кабины. За безопасность пассажиров и самого автобуса отвечают, кроме прочего, антиблокировочная система тормозов и независимый жидкостный подогреватель двигателя Webasto. Максимальная скорость: 67–87 км/ч.

Срок окупаемости нового подвижного состава составляет 15 месяцев.

Полная замена ПС на маршруте требует больших капитальных вложений, поэтому его следует заменять с особой осторожностью. Необходимо определить будет ли новый подвижной состав давать существенный экономический и социальный эффект.

Экономический эффект заключается в возвышении производительности работы, экономии капитальных вложений, эксплуатационных расходов и приведенных расходов и т.п. расчет экономической эффективности заключается в сравнении расходов с результатами от их внедрения.

Не всегда улучшение экономических показателей является приоритетным. В данной работе акцент идет именно на повышение доступности и комфортности услуг городского пассажирского транспорта.

Еще одним из предложенных мероприятий является замена остановочных комплексов на «умные» остановочные комплексы. Предлагается установить 62 комплекса «Эконом» и 26 остановочных комплексов с Торговыми павильонами вблизи к основным объектам тяготения [9].

Установка данных остановочных комплексов позволит повысить привлекательность услуг общественного транспорта для населения, преобразить внешний вид городской среды, обеспечить безопасное ожидание, решить сложности в передвижении и навигации. Также позволит повысить доступность для МГН, благодаря информационному обеспечению, оборудованию на территории остановочного комплекса такому как: разметка тактильных путей, противоскользящее резиновое покрытие, пандусы, ограждения и поручни. Все это позволит обеспечить беспрепятственное передвижение маломобильных групп населения по маршруту.

После проведенных мероприятий значительно снизятся затраты перевозчика ООО «Кубань» на осуществление перевозок, также повысится комфортность и доступность перевозок, и данный маршрут станет более востребованным. Это сподвигнет компанию заменить весь ПС на новый, и заменить старые остановочные комплексы на «умные», тем самым это сделает данный маршрут более оптимальным и привлекательным для всех категорий населения [10].

1. В результате были определены технико-эксплуатационные показатели работы ПС на маршруте.

2. Исследован пассажиропоток в двух направлениях движения на городском пассажирском маршруте № 11.

3. Произведён расчёт потребности в ПС и определен интервал движения.

4. Предложены мероприятия по совершенствованию данного маршрута, а именно замена подвижного состава с марки ПА3 320412 на марку МА3 206 (покупка 5 единиц подвижного состава). Замена остановочных комплексов на «умные» остановочные комплексы.

## Литература

1. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Внедрение автоматизированной системы транспортной логистики на автотранспортных предприятиях // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 11–2. – С. 269–271.
2. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение имитационного моделирования в сфере моделирования транспортных потоков // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 52–54.

3. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение сетевой архитектуры информационных систем в автомобиле // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2014. – № 1. – С. 54–62.
4. Изюмский А.А., Сенин И.С. Моделирование транспортных процессов : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2016.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Сенин И.С. Особенности информационного обеспечения деятельности автотранспортных предприятий по повышению безопасности движения // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 2. – С. 96–103.
6. Коновалова Т.В. [и др.]. Анализ работы транспортных систем : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 271 с.
7. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Способы оценки эффективности организации дорожного движения : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – 247 с.
8. Надирян С.Л., Сенин И.С. Основные направления профилактики детского травматизма в Краснодарском крае : Транспортные и транспортно-технологические системы / материалы Международной научно-технической конференции; Министерство образования и науки Российской Федерации Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» Уральское межрегиональное отделение Российской Академии транспорта (УрО РАТ); ответственный редактор Н.С. Захаров. – 2014. – С. 182–186.
9. Нагорный В.В. [и др.]. Основные направления повышения пропускной способности улично-дорожной сети в крупных городах : металлообрабатывающие комплексы и робототехнические системы – перспективные направления научно-исследовательской деятельности молодых ученых и специалистов / Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции; ответственный редактор Гречухин А.Н. – 2015. – С. 112–116.
10. Надирян С.Л., Сенин И.С., Скляр Е.С. Профилактика детского травматизма в дошкольных учреждениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2013. – № 3. – С. 72–73.

### References

1. Izyumsky A.A., Nadiryany S.L. Introduction of the automated system of transport logistics at motor transport enterprises // Humanities, socio-economic and social Sciences. – 2014. – № 11–2. – P. 269–271.
2. Izyumsky A.A., Nadiryany S.L., Senin I.S. Application of simulation modeling in the field of transport flow modeling // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 1. – P. 52–54.
3. Izyumsky A.A., Nadiryany S.L., Senin I.S. Application of network architecture of information systems in the car // Polythematic network electronic magazine «Scientific works of the Kuban state University». – 2014. – № 1. – P. 54–62.
4. Izyumsky A.A., Senin I.S. Modeling of transport processes : textbook. – Krasnodar : Publishing house FGBOU VO «Kuban state University», 2016.
5. Konovalova T.V., Nadiryany S.L., Senin I.S. Features of information support for the activities of motor transport enterprises to improve traffic safety // Polythematic network electronic magazine «Scientific works of the Kuban state University». – 2015. – № 2. – P. 96–103.
6. Konovalova T.V. [et al]. Analysis of transport systems. textbook. – Krasnodar : Publishing house FGBOU VO «Kuban state University», 2019. – 271 p.
7. Konovalova T.V., kotenkova I.N., Nadiryany S.L. Ways to assess the effectiveness of road traffic management : textbook. – Krasnodar : Publishing house FGBOU VO «Kuban state University», 2018. – 247 p.
8. Nadiryany S.L., Senin I.S. the Main directions of prevention of child injuries in the Krasnodar territory : Transport and transport-technological systems / materials of the International scientific and technical conference; Ministry of education and science of the Russian Federation Federal state budgetary educational institution of higher professional education «Tyumen state oil and gas University» Ural interregional branch of the Russian Academy of transport (Uro RAT); Responsible editor N.S. Zakharov. – 2014. – P. 182–186.
9. Nagorny V.V. [et al]. the Main directions of increasing the capacity of the street and road network in large cities : Metalworking complexes and robotic systems-promising areas of research activities of young scientists and specialists / Collection of scientific papers of the International scientific and technical conference; Responsible editor Grechukhin A.N. – 2015. – P. 112–116.
10. Nadiryany S.L., Senin I.S., Sklyar E.C. Prevention of child injuries in preschool institutions of the Krasnodar territory // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2013. – № 3. – P. 72–73.

УДК 69.059

**УСИЛЕНИЕ ПЛИТ ПЕРЕКРЫТИЯ  
ОТ ПРОДАВЛИВАНИЯ СТЕРЖНЯМИ HILTI HZA-P**  
◆◆◆◆  
**REINFORCEMENT OF FLOOR SLABS  
FROM PUSHING THROUGH WITH HILTI HZA-P RODS**

**Шешукова Мария Андреевна**

студентка,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
sheshukova\_mary@mail.ru

**Аннотация.** В данной статье приведена подробная информация о традиционных методах усиления плит перекрытия: увеличение периметра продавливания плиты перекрытия, внешнее армирование композиционными материалами, увеличение расчётной высоты плиты перекрытия и дополнительное поперечное армирование. Также приведены основные особенности данных методов усиления. Рассмотрен современный способ усиления плит перекрытия от продавливания Hilti HZA-P. В статье подробно описаны порядок расчёта данного способа усиления, конструкционные требования и технологии производства работ, также указано, почему данный способ лучше традиционных методов усиления плит перекрытия.

**Ключевые слова:** усиление, плита, перекрытие, арматура, анкер, раствор.

**Sheshukova Mariya Andreevna**

Student,  
Kuban State University of Technology  
sheshukova\_mary@mail.ru

**Annotation.** This article provides detailed information about traditional methods of reinforcing floor slabs: increasing the perimeter of the floor slab penetration, external reinforcement with composite materials, increasing the calculated height of the floor slab and additional transverse reinforcement. The main features of these amplification methods are also given. The modern method of strengthening floor slabs from pushing Hilti HZA-p is considered. The article describes in detail the procedure for calculating this method of reinforcement, design requirements and production technologies, and also indicates why this method is better than traditional methods of strengthening slabs.

**Keywords:** reinforcement, plate, overlap, rebar, anchor, mortar.

С каждым годом увеличивается количество железобетонных конструкций, что приводит к росту количества аварий: обрушение плит перекрытия подземных этажей, обвал плит перекрытия верхних этажей вследствие ошибок в проектировании, мелкие обрушения плит перекрытия, ведущие к финансовым потерям.

Проектные организации позволяют избежать подобные ситуации, вовремя выявляя критические состояния железобетонных плит. Для того, чтобы избежать подобных ситуаций, существует несколько способов усиления плит перекрытия.

Одним из данных методов является увеличение периметра продавливания плиты перекрытия с помощью увеличения площади колонны [1, с. 71].

Данный метод часто применяется как в Европе, так и в России. Он имеет некоторые особенности:

- требуется соблюдение технологии объединения в единую работу плиты перекрытия и элементов усиления;
- значительное увеличение веса железобетонной конструкции (необходимо проверять фундамент на способность нести дополнительную нагрузку);
- дополнительное усиление фундамента;
- уменьшение полезного пространства помещения за счёт железобетонных встав и объёмных металлоконструкций;
- затруднения в производстве работ по усилению (опалубка) [1, с. 84].

Также можно усилить плиту перекрытия с помощью внешнего армирования композиционными материалами. При этом важен вопрос огнезащиты композиционных материалов, так как оклейка производится с помощью клеевых составов, чувствительных к повышению температуры [2, с. 59]. Также необходим доступ к верхней поверхности плиты перекрытия, а для этого необходимо разбирать покрытие пола, а если перекрытие является крышей для подземного этажа, то необходимо производить дополнительную разработку грунта.

Следующий традиционный способ – увеличение расчётной высоты плиты перекрытия. Особенности:

- значительное увеличение веса железобетонной конструкции;
- дополнительное усиление фундамента;
- уменьшение полезного пространства помещения;
- требуется доступ к верхней поверхности плиты (освобождение верхнего помещения и разборка чистого пола, либо разработка грунта в случае подземного паркинга) [3].

Также существует метод дополнительного поперечного армирования, которое добавляется в зону прокалывания плиты. Особенности: ослабление конструкции во время усиления, так как производится сквозное бурение плиты перекрытия; выступающие части болтов сверху и снизу плиты, поэтому после усиления плиты необходимо делать дополнительное покрытие; требуется доступ к верхней поверхности плиты (освобождение верхнего помещения); требуется решение вопросов по огнестойкости и гидроизоляции узлов усиления [4].

Компанией Hilti был разработан новый метод усиления с помощью добавления поперечной арматуры путём вклеивания специальных наклонных стержней Hilti HZA-P на химические анкеры (рис. 1). Особенности данного метода являются:

- производство работ осуществляется с одной стороны – с нижней части поверхности плиты;
- отсутствие выступающих частей после усиления;
- отсутствие перегрузки железобетонных конструкций сооружения;
- минимизация сроков производства работ по усилению;
- отсутствие вопросов по пожарной защите узлов усиления, так как после усиления ниши заделываются и обрабатываются противопожарным раствором;
- отсутствие сквозного повреждения плиты;
- возможность усиления фундаментной плиты [4].

Верхняя часть плиты не участвует в процессе усиления. В нижней части плиты устраиваются отверстия, расположенные по окружности. Расходными материалами в данном случае являются специальные стрежни Hilti HZA-P, двухкомпонентный химический анкер на основе эпоксидной смолы, противопожарный раствор (СР636).

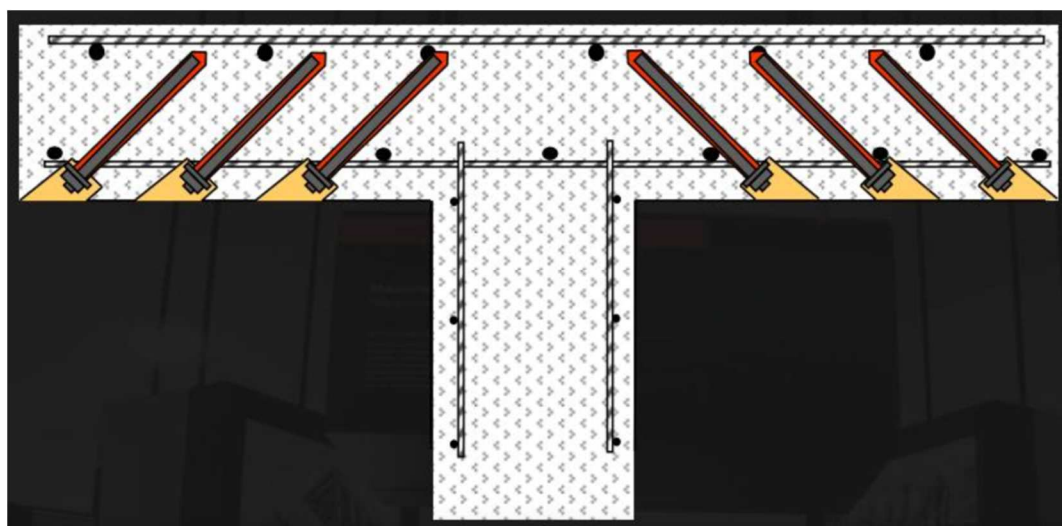


Рисунок 1 – Усиление плит перекрытия от продавливания стержнями Hilti HZA-P

Данная технология позволяет повысить эксплуатационную надежность и безопасность плит железобетонных конструкций и узловых соединений при проведении работ по монтажу и усилению, существенно снизить расход стали и сократить сроки выполнения строительных работ при усилении конструкции по сравнению с описанными ранее традиционными способами, снизить нагрузки на усиливаемые конструкции от веса усиления.

Порядок расчёта:

1. Определение геометрических характеристик сечения (рабочая высота, размеры контура продавливания по бетону; рассчитывается площадь сечения данного контура продавливания, а также момент сопротивления расчетного контура бетона для колонн).

Согласно СП 63.13330.2012 расчетное сопротивление сжатию для бетона В40 составляет 22МПа, расчетное сопротивление бетона растяжению 1,4 МПа, модуль упругости равен 3600 кН/см<sup>2</sup>.

2. Определение несущей способности плиты.

Проверка всех видов возможного разрушения: разрушение вклеиваемой поперечной арматуры по стали (разрыв по стали); разрушение по клеевому составу (по площади соприкосновения между бетоном и клеевым составом, по клеевому составу); выкалывание бетона под шайбой.

3. Определение требуемого количества поперечной арматуры Hilti HZA-P. Поперечная арматура бывает 16 и 20 диаметра, по длине она регулируется. Важно выполнение условия прочности на продавливание. Если условие не выполняется, то добавляется следующий ряд анкеров или увеличивается количество лучей [5].

Конструкционные требования:

1. Поперечную арматуру Hilti HZA-P следует располагать именно в виде лучей в радиальном направлении от центра колонны, соответственно, не зависимо от того, квадратное или круглое сечение имеет колонна. То же относится к угловым и крайвым колоннам.

2. Угол наклона поперечной арматуры к горизонтальной плоскости должен быть равным 45° ( $\pm 5^\circ$ ). Это позволяет максимально увеличить конус продавливания, увеличивая несущую способность конструкции, которая усиливается.

3. Максимальный угол между соседними лучами должен быть не более 45° ( $\pm 5^\circ$ ).

4. Минимальное количество стержней в одном луче – 2.

5. Расстояние от грани опоры до нижнего конца анкера первого ряда не должно превышать 0,75h<sub>0</sub>.

6. Расстояние между соседними стержнями в ряду не должно быть меньше 0,5h<sub>0</sub> и не больше 0,75h<sub>0</sub>.

7. Толщина огнезащитного слоя для анкеров с d16 = 40 мм, для d20 = 50 мм [5].

Перед началом работ необходимо определить положение уже существующей арматуры в плите перекрытия. Это можно сделать с помощью приборов, например, сканера. После этого необходимо определить точки бурения отверстий. Необходимо пробурить под прямым углом с помощью перфоратора и бура отверстия на глубину 10 мм для того, чтобы более точно сделать бурение под 45°. Далее перфоратор поворачивается на 45° и производится бурение на полную расчетную глубину [6, с. 23]. Для контроля угла наклона можно использовать шаблон – из фанеры вырезается треугольник и прикладывается к железобетонной конструкции и, соответственно, используется как направляющая. Также возможно использование лазерного нивелира. Далее отверстие тщательно прочищается и продувается. Продувка производится с помощью сжатого воздуха, прочистка – с помощью металлической щётки [7, с. 341]. Для того, чтобы углубить элементы усиления в железобетонную конструкцию, необходимо использовать специальный бур, у которого есть направляющая, которая устанавливается в отверстие, и специальные буровые коронки, которые позволяют делать уширения под шайбы. После уширения отверстия с помощью дозатора в отверстие устанавливается химический анкер. Отверстие необходимо заполнить на 2/3 глубины. Далее необходимо установить арматуру Hilti HZA-P в отверстие, гайка и шайба предварительно не накручиваются. После этого необходимо выждать время полного твердения химического состава, после чего необходимо закрутить гайку с определенным моментом затяжки, который указан в стандарте организации. После проведения затяжки все углубления заделываются противопожарным раствором [8, с. 340].

Таким образом, на сегодняшний день существует множество традиционных способов усиления плит перекрытия от продавливания, но все они обладают особенностями, которые необходимо учитывать при производстве работ. Компанией Hilti был



разработан инновационный способ усиления стержнями Hilti HZA-P, который позволяет избежать возникновение проблем, связанных с особенностями традиционных методов. Также с помощью лабораторных испытаний было доказано, что данный способ усиления надёжнее и позволяет увеличивать несущую способность центральных колонн на 50 %, а краевых – на 200 %. При проектировании и расчёте данного усиления необходимо следовать конструкционным требованиям, а при непосредственном производстве работ необходимо соблюдать технологии выполнения работ, что гарантирует безопасность и надёжность усиления плит перекрытия.

### Литература

1. Гроздов В.Т. Усиление строительных конструкций при реставрации зданий и сооружений. – СПб. : 2005. – 114 с.
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: 13.08.2020).
4. Усиление строительных конструкций. – URL : <http://rosmax.com.ua/blog/usilenie-stroitelnyih-konstruktsiy/> (дата обращения: 13.08.2020).
5. Усиление плит перекрытия от продавливания Hilti HZA-P. – URL : <https://www.youtube.com/watch?v=MnZZtykz9FU> (дата обращения: 14.08.2020).
6. Сорокина Е.Н., Леонова А.Н. Анализ результатов численного моделирования конструкций пролетного строения // Инженерный вестник Дона. – 2020. – № 2 (62). – С. 23.
7. Леонова А.Н., Ищук Ю.П., Погодина П.В. Способы усиления плит перекрытия в зоне продавливания // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 339–344.
8. Махинько А.С., Овсиенко Е.А., Леонова А.Н. Разработка новых конструктивных форм, методом расчета, оптимизации и реконструкции строительных конструкций и сооружений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 339–342.

### References

1. Grozdov V.T. Strengthening of building structures in the restoration of buildings and structures. – SPb. : 2005. – 114 p.
2. Badin G.M., Sychev S.A. Modern technologies for the construction and reconstruction of buildings. – SPb. : BHV-Petersburg, 2013. – 85 p.
3. The system of external reinforcement. – URL : <http://www.hccomposite.com/catalog/54/> (accessed: 13.08.2020).
4. Strengthening building structures. – URL : <http://rosmax.com.ua/blog/usilenie-stroitelnyih-konstruktsiy/> (accessed: 13.08.2020).
5. Reinforcement of floor slabs from pushing Hilti HZA-P. – URL : <https://www.youtube.com/watch?v=MnZZtykz9FU> (accessed: 14.08.2020).
6. Sorokina E.N., Leonova A.N. Analysis of the results of numerical modeling of constructions span structure // Engineering Bulletin of the Don. – 2020. – № 2 (62). – P. 23.
7. Leonova A.N., Ishchuk Yu.P., Pogodina P.V. Methods for strengthening floor slabs in the punching shear zone // Science. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2020, № 1. – P. 339–344.
8. Makhinko A.S., Ovsienko E.A., Leonova A.N. Development of new structural forms by calculation, optimization and reconstruction of building constructions and structures // Science. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2020. – № 2. – P. 339–342.

УДК 62

**АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК  
СИСТЕМЫ ШЕСТОГО ПОРЯДКА С ТРЕМЯ КОРНЯМИ КРАТНОСТЬЮ ДВА  
ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ**



**THE ANALYSIS OF TRANSIENT CHARACTERISTICS  
OF A SIXTH ORDER SYSTEM WITH THREE DOUBLE SOLUTIONS  
OF THE CHARACTERISTIC EQUATION**

**Добробаба Юрий Петрович**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры электроснабжения  
промышленных предприятий,  
Кубанский государственный  
технологический университет

**Мурлин Алексей Георгиевич**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры информационных систем  
и программирования,  
Кубанский государственный  
технологический университет

**Печёнкин Олег Андреевич**

студент,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
pchn257@mail.ru

**Аннотация.** В статьях выполнен анализ переходных характеристик систем шестого порядка: с одним корнем кратности шесть характеристического уравнения [1]; с одним корнем кратностью пять и с одним корнем кратностью один [2]; с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью два [3]; с одним корнем кратностью четыре и с двумя корнями кратностью один [4]; с двумя корнями кратностью три [5]; с одним корнем кратностью три, с одним корнем кратностью два и одним корнем кратностью один [6]; с одним корнем кратностью три и с тремя корнями кратностью один [7]; с шестью корнями кратностью один [8]. В данной статье анализируются переходные характеристики системы шестого порядка с тремя корнями кратностью два характеристического уравнения.

Найдены переходные характеристики систем шестого порядка с тремя корнями кратностью два характеристического уравнения с полиномом нулевой степени и с полиномом первой степени в числителе передаточной функции.

**Ключевые слова:** переходная характеристика, характеристическое уравнение системы шестого порядка, корни характеристического уравнения.

**Dobrobaba Yury Petrovich**

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of department  
of power supply industrial enterprises,  
Kuban state technological university

**Murlin Aleksey Georgievich**

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of department  
of information systems and programming,  
Kuban state technological university

**Pechonkin Oleg Andreevich**

Student,  
Kuban state technological university  
pchn257@mail.ru

**Annotation.** Articles analyze the transient characteristics of a sixth order systems: with six-time solution [1]; with five-time solution and one-time solutions [2]; with four-time solution and double solution of the characteristic equation [3]; with four-time solution and two one-time solutions [4]; with two triple solutions [5]; with triple solution, double solution and one-time solution [6]; with triple solution and three one-time solutions [7]; with six one-time solutions of the characteristic equation [8]. This article analyzes the transient characteristics of a sixth order system with three double solutions of the characteristic equation.

Transitional characteristics of sixth order systems with three double solutions of the characteristic equation with a zero degree polynomial and a first degree polynomial in numerator of transfer function are found.

**Keywords:** transition characteristic, sixth order characteristic equation system, the solution of the characteristic equation.

**П**ередаточная функция системы шестого порядка с тремя корнями кратностью два характеристического уравнения имеет вид:

$$W_{60}(p) = \frac{1}{(T_1 p + 1)^2 \cdot (T_2 p + 1)^2 \cdot (T_3 p + 1)^2},$$

где  $T_1$ ,  $T_2$  и  $T_3$  – постоянные времени полинома знаменателя передаточной функции шестого порядка.

Корни характеристического уравнения системы шестого порядка с тремя корнями кратностью два характеристического уравнения:

$$p_{1+2} = -\frac{1}{T_1}, p_{3+4} = -\frac{1}{T_2}, p_{5+6} = -\frac{1}{T_3}.$$

Переходная характеристика системы шестого порядка с тремя корнями кратностью два характеристического уравнения и её первых пяти производных соответственно равны:

$$h_{60}(t) = K_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_2 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_3 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_4 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + K_5 \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + K_6 \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + K_7;$$

$$h_{60}^{(1)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1} + K_2\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_2}{T_1} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_3}{T_2} + K_4\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_4}{T_2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left(-\frac{K_5}{T_3} + K_6\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} - \frac{K_6}{T_3} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_3}};$$

$$h_{60}^{(2)}(t) = \left(\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_2}{T_1^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_3}{T_2^2} - 2 \cdot \frac{K_4}{T_2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{K_4}{T_2^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left(\frac{K_5}{T_3^2} - 2 \cdot \frac{K_6}{T_3}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + \frac{K_6}{T_3^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_3}};$$

$$h_{60}^{(3)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_2}{T_1^3} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_3}{T_2^3} + 3 \cdot \frac{K_4}{T_2^2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_4}{T_2^3} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left(-\frac{K_5}{T_3^3} + 3 \cdot \frac{K_6}{T_3^2}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} - \frac{K_6}{T_3^3} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_3}};$$

$$h_{60}^{(4)}(t) = \left(\frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{K_2}{T_1^4} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(\frac{K_3}{T_2^4} - 4 \cdot \frac{K_4}{T_2^3}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{K_4}{T_2^4} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left(\frac{K_5}{T_3^4} - 4 \cdot \frac{K_6}{T_3^3}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + \frac{K_6}{T_3^4} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_3}};$$

$$h_{60}^{(5)}(t) = \left(-\frac{K_1}{T_1^5} + 5 \cdot \frac{K_2}{T_1^4}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{K_2}{T_1^5} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(-\frac{K_3}{T_2^5} + 5 \cdot \frac{K_4}{T_2^4}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{K_4}{T_2^5} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \left(-\frac{K_5}{T_3^5} + 5 \cdot \frac{K_6}{T_3^4}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} - \frac{K_6}{T_3^5} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_3}}.$$

Так как начальные и конечные значения системы шестого порядка (с точки зрения физики) имеют вид:

$$h_{60}(0) = 0;$$

$$h_{60}^{(1)}(0) = 0;$$

$$h_{60}^{(2)}(0) = 0;$$

$$h_{60}^{(3)}(0) = 0;$$

$$h_{60}^{(4)}(0) = 0;$$

$$h_{60}^{(5)}(0) = 0;$$

$$h_{60}(\infty) = 1,$$

а начальные и конечные значения системы шестого порядка (с точки зрения математики) имеют вид:

$$h_{60}(0) = K_1 + K_3 + K_5 + K_7;$$

$$h_{60}^{(1)}(0) = -\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_3}{T_2} + K_4 - \frac{K_5}{T_3} + K_6;$$

$$h_{60}^{(2)}(0) = \frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + \frac{K_3}{T_2^2} - 2 \cdot \frac{K_4}{T_2} + \frac{K_5}{T_3^2} - 2 \cdot \frac{K_6}{T_3};$$

$$h_{60}^{(3)}(0) = -\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - \frac{K_3}{T_2^3} + 3 \cdot \frac{K_4}{T_2^2} - \frac{K_5}{T_3^3} + 3 \cdot \frac{K_6}{T_3^2};$$

$$h_{60}^{(4)}(0) = \frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + \frac{K_3}{T_2^4} - 4 \cdot \frac{K_4}{T_2^3} + \frac{K_5}{T_3^4} - 4 \cdot \frac{K_6}{T_3^3};$$

$$h_{60}^{(5)}(0) = -\frac{K_1}{T_1^5} + 5 \cdot \frac{K_2}{T_1^4} - \frac{K_3}{T_2^5} + 5 \cdot \frac{K_4}{T_2^4} - \frac{K_5}{T_3^5} + 5 \cdot \frac{K_6}{T_3^4};$$

$$h_{60}(\infty) = K_7,$$

то справедлива зависимость  $K_7 = 1$ .

При этом справедлива система уравнений:

$$K_1 + K_3 + K_5 + 1 = 0; \quad (1)$$

$$-\frac{K_1}{T_1} + K_2 - \frac{K_3}{T_2} + K_4 - \frac{K_5}{T_3} + K_6 = 0; \quad (2)$$

$$\frac{K_1}{T_1^2} - 2 \cdot \frac{K_2}{T_1} + \frac{K_3}{T_2^2} - 2 \cdot \frac{K_4}{T_2} + \frac{K_5}{T_3^2} - 2 \cdot \frac{K_6}{T_3} = 0; \quad (3)$$

$$-\frac{K_1}{T_1^3} + 3 \cdot \frac{K_2}{T_1^2} - \frac{K_3}{T_2^3} + 3 \cdot \frac{K_4}{T_2^2} - \frac{K_5}{T_3^3} + 3 \cdot \frac{K_6}{T_3^2} = 0; \quad (4)$$

$$\frac{K_1}{T_1^4} - 4 \cdot \frac{K_2}{T_1^3} + \frac{K_3}{T_2^4} - 4 \cdot \frac{K_4}{T_2^3} + \frac{K_5}{T_3^4} - 4 \cdot \frac{K_6}{T_3^3} = 0; \quad (5)$$

$$-\frac{K_1}{T_1^5} + 5 \cdot \frac{K_2}{T_1^4} - \frac{K_3}{T_2^5} + 5 \cdot \frac{K_4}{T_2^4} - \frac{K_5}{T_3^5} + 5 \cdot \frac{K_6}{T_3^4} = 0. \quad (6)$$

Из уравнения (6) следует, что:

$$K_6 = K_1 \cdot \frac{T_3^4}{5T_1^5} - K_2 \cdot \frac{T_3^4}{T_1^4} + K_3 \cdot \frac{T_3^4}{5T_2^5} - K_4 \cdot \frac{T_3^4}{T_2^4} + K_5 \cdot \frac{1}{5T_3}. \quad (7)$$

Из уравнений (5) и (7) следует, что:

$$K_4 = K_1 \cdot \frac{T_2^4 \cdot (5T_1 - 4T_3)}{20T_1^5 \cdot (T_2 - T_3)} - K_2 \cdot \frac{T_2^4 \cdot (T_1 - T_3)}{T_1^4 \cdot (T_2 - T_3)} + K_3 \cdot \frac{5T_2 - 4T_3}{20T_2 \cdot (T_2 - T_3)} + K_5 \cdot \frac{T_2^4}{20T_3^4 \cdot (T_2 - T_3)}. \quad (8)$$

Из уравнений (4), (7) и (8) следует, что:

$$K_2 = K_1 \cdot \frac{20T_1^2 - 15T_1T_2 - 15T_1T_3 + 12T_2T_3}{60T_1 \cdot (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3)} + K_3 \cdot \frac{5T_2 - 3T_3}{60 \cdot (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3)} - K_5 \cdot \frac{T_1^4 \cdot (3T_2 - 5T_3)}{60T_3^4 \cdot (T_1 - T_2) \cdot (T_1 - T_3)}. \quad (9)$$

Из уравнений (3), (7), (8), и (9) следует, что:

$$K_1 = -K_3 \cdot \frac{T_1^4}{T_2^4} \cdot \frac{10T_2^2 - 5T_1T_2 - 5T_2T_3 + 3T_1T_3}{10T_1^2 - 5T_1T_2 - 5T_1T_3 + 3T_2T_3} - K_5 \cdot \frac{T_1^4}{T_3^4} \cdot \frac{10T_3^2 - 5T_1T_3 - 5T_2T_3 + 3T_1T_2}{10T_1^2 - 5T_1T_2 - 5T_1T_3 + 3T_2T_3}. \quad (10)$$

Из уравнений (2), (7), (8), (9) и (10) следует, что:

$$K_3 = -K_5 \cdot \frac{T_2^4 \cdot (T_1 - T_3)^3 \cdot (T_2^2 - 3T_1T_2 + 5T_1T_3 - 3T_2T_3)}{T_3^4 \cdot (T_1 - T_2)^3 \cdot (T_3^2 + 5T_1T_2 - 3T_1T_3 - 3T_2T_3)}. \quad (11)$$

Из уравнений (1), (7), (8), (9), (10) и (11) следует, что:

$$K_1 = -\frac{T_1^4 \cdot (T_1^2 - 3T_1T_2 - 3T_1T_3 + 5T_2T_3)}{(T_1 - T_2)^3(T_1 - T_3)^3};$$

$$K_2 = -\frac{T_1^3}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2};$$

$$K_3 = \frac{T_2^4 \cdot (T_2^2 - 3T_1T_2 + 5T_1T_3 - 3T_2T_3)}{(T_1 - T_2)^3(T_2 - T_3)^3};$$

$$K_4 = -\frac{T_2^3}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2};$$

$$K_5 = -\frac{T_3^4 \cdot (T_3^2 + 5T_1T_2 - 3T_1T_3 - 3T_2T_3)}{(T_1 - T_3)^3(T_1 - T_3)^3};$$

$$K_6 = -\frac{T_3^3}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2}.$$

Таким образом, переходная характеристика системы шестого порядка с тремя корнями кратностью два характеристического уравнения и её первая производная соответственно равны:

$$\begin{aligned} h_{60}(t) = & -\frac{T_1^4 \cdot (T_1^2 - 3T_1T_2 - 3T_1T_3 + 5T_2T_3)}{(T_1 - T_2)^3(T_1 - T_3)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \\ & -\frac{T_1^3}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2^4 \cdot (T_2^2 - 3T_1T_2 + 5T_1T_3 - 3T_2T_3)}{(T_1 - T_2)^3(T_2 - T_3)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \\ & -\frac{T_2^3}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{T_3^4 \cdot (T_3^2 + 5T_1T_2 - 3T_1T_3 - 3T_2T_3)}{(T_1 - T_3)^3(T_1 - T_3)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} - \\ & -\frac{T_3^3}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + 1; \\ h_{60}^{(1)}(t) = & -\frac{2T_1^3 \cdot (T_1T_2 + T_1T_3 - 2T_2T_3)}{(T_1 - T_2)^3(T_1 - T_3)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\ & + \frac{T_1^2}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{2T_2^3 \cdot (T_1T_2 - 2T_1T_3 + T_2T_3)}{(T_1 - T_2)^3(T_1 - T_3)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \\ & + \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{2T_3^3 \cdot (T_1T_3 - 2T_1T_2 + T_2T_3)}{(T_1 - T_3)^3(T_2 - T_3)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + \\ & + \frac{T_3^2}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_3}}. \end{aligned}$$

Передаточная функция системы шестого порядка с тремя корнями кратностью два характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции имеет вид:

$$W_{61}(p) = \frac{\tau p + 1}{(T_1 p + 1)^2 \cdot (T_2 p + 1)^2 \cdot (T_3 p + 1)^2},$$

где  $\tau$  – постоянная времени полинома числителя передаточной функции шестого порядка.

Переходная характеристика системы шестого порядка с тремя корнями кратностью два характеристического уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции принимает вид:

$$\begin{aligned}
 h_{61}(t) = & \left[ -\frac{T_1^4 \cdot (T_1^2 - 3T_1T_2 - 3T_1T_3 + 5T_2T_3)}{(T_1 - T_2)^3(T_1 - T_3)^3} - \right. \\
 & \left. -\frac{2T_1^3 \cdot (T_1T_2 + T_1T_3 - 2T_2T_3) \cdot \tau}{(T_1 - T_2)^3(T_1 - T_3)^3} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \frac{T_1^2 \cdot (T_1 - \tau)}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + \\
 & + \left[ \frac{T_2^4 \cdot (T_2^2 - 3T_1T_2 + 5T_1T_3 - 3T_2T_3)}{(T_1 - T_2)^3(T_2 - T_3)^3} + \right. \\
 & \left. +\frac{2T_2^3 \cdot (T_1T_2 - 2T_1T_3 + T_2T_3) \cdot \tau}{(T_1 - T_2)^3(T_1 - T_3)^3} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} - \frac{T_2^2 \cdot (T_2 - \tau)}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \\
 & + \left[ -\frac{T_3^4 \cdot (T_3^2 + 5T_1T_2 - 3T_1T_3 - 3T_2T_3)}{(T_1 - T_3)^3(T_1 - T_3)^3} - \right. \\
 & \left. -\frac{2T_3^3 \cdot (T_1T_3 - 2T_1T_2 + T_2T_3) \cdot \tau}{(T_1 - T_3)^3(T_2 - T_3)^3} \right] \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} - \frac{T_3^2 \cdot (T_3 - \tau)}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + 1.
 \end{aligned}$$

Для системы возможен один вариант, когда выполняются условия  $T_1 > T_2$ ,  $T_1 > T_3$ .

При этом, если  $\tau = T_1$ , то:

$$\begin{aligned}
 h_{61}(t) = & -\frac{T_1^4}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \\
 & -\frac{T_2^3 \cdot (T_2^2 - 2T_1T_2 + 4T_1T_3 - 3T_2T_3)}{(T_1 - T_2)^2 \cdot (T_1 - T_3)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \frac{T_2^2}{(T_1 - T_2) \cdot (T_2 - T_3)^2} \cdot t \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} + \\
 & + \frac{T_3^3 \cdot (T_3^2 + 4T_1T_2 - 2T_1T_3 - 3T_2T_3)}{(T_1 - T_3)^2 \cdot (T_2 - T_3)^3} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + \frac{T_3^2}{(T_1 - T_3) \cdot (T_2 - T_3)^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_3}} + 1.
 \end{aligned}$$

Предположим  $T_1 = \frac{1}{3}T$ ,  $T_2 = \frac{1}{9}T$ , а  $T_3 = \frac{1}{18}T$ ,

при  $\tau = 0$ :

$$\begin{aligned}
 h_{61}(t) = & \frac{162}{125} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} - \frac{243}{25} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} - 2 \cdot e^{-9\frac{t}{T}} - 9 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-9\frac{t}{T}} - \\
 & - \frac{37}{125} \cdot e^{-18\frac{t}{T}} - \frac{18}{25} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-18\frac{t}{T}} + 1,
 \end{aligned}$$

при  $\tau = T_1$ :

$$\begin{aligned}
 h_{61}(t) = & -\frac{81}{25} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + 1 \cdot e^{-9\frac{t}{T}} + 18 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-9\frac{t}{T}} + \frac{31}{25} \cdot e^{-18\frac{t}{T}} + \\
 & + \frac{18}{5} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-18\frac{t}{T}} + 1,
 \end{aligned}$$

при  $\tau = 2T_1$ :

$$\begin{aligned}
 h_{61}(t) = & -\frac{972}{125} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + \frac{243}{25} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-3\frac{t}{T}} + 4 \cdot e^{-9\frac{t}{T}} + 45 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-9\frac{t}{T}} + \\
 & + \frac{347}{125} \cdot e^{-18\frac{t}{T}} + \frac{198}{25} \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-18\frac{t}{T}} + 1.
 \end{aligned}$$

Полученные зависимости изображены на рисунке 1 в относительных единицах.

## Вывод

получены переходные характеристики систем шестого порядка с тремя корнями кратностью два характеристического уравнения как с полиномом нулевой степени, так и с полиномом первой степени в числителе передаточной функции. Переходная характеристика системы шестого порядка с тремя корнями кратности два характеристиче-

ского уравнения с полиномом первой степени в числителе передаточной функции не имеет перерегулирования, если постоянная времени числителя меньше или равна большей по величине постоянной времени знаменателя.

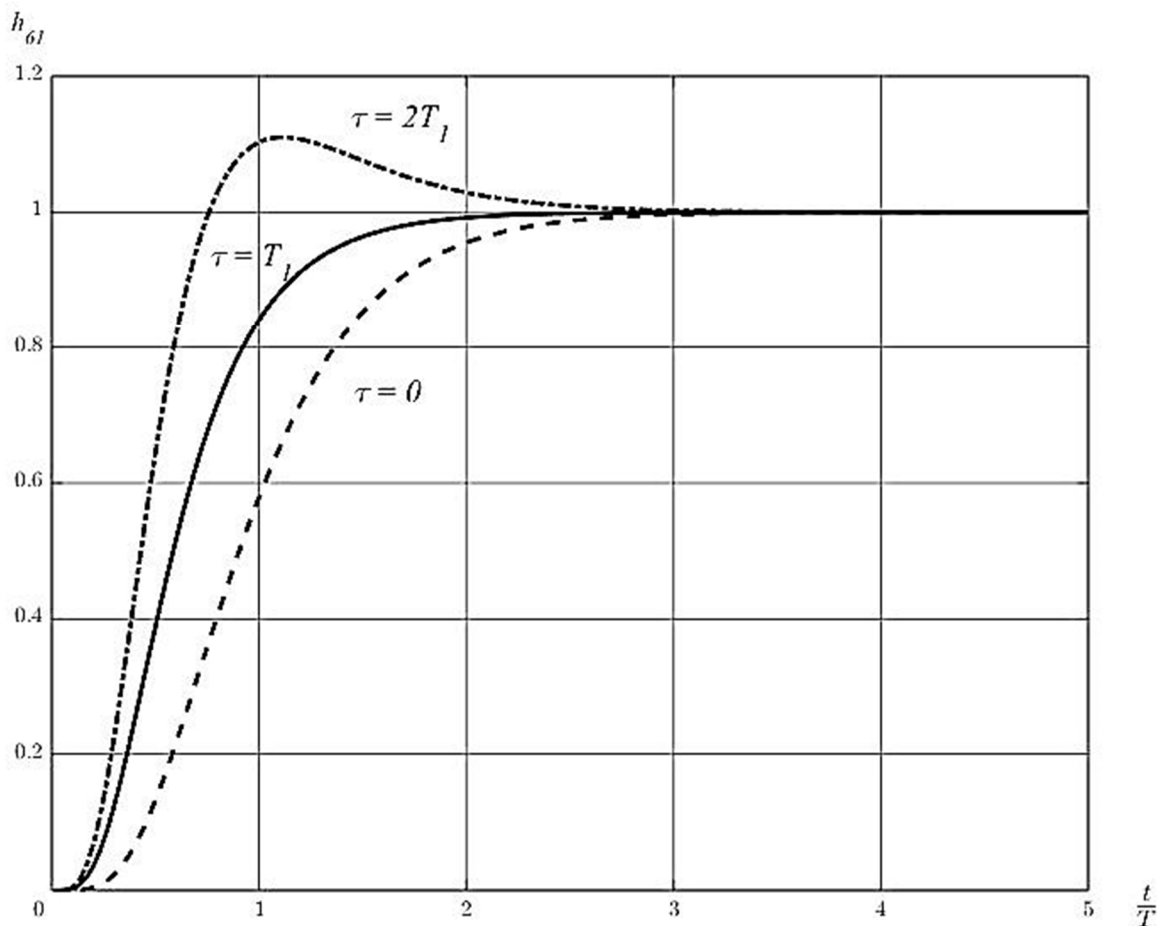


Рисунок 1 – Зависимость  $h_{61}$  от  $\frac{t}{T}$  при различных  $\tau$

### Литература

1. Дობробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Серкин А.Д., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с кратными корнями характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 430–437.
2. Дობробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью пять и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 234–239.
3. Дობробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью четыре и с одним корнем кратностью два характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 240–247.
4. Дობробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью четыре и с двумя корнями кратностью один характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 248–254.
5. Дობробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с двумя корнями кратностью три характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 376–381.
6. Дობробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью три, с одним корнем кратностью два и с одним корнем кратностью один характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 382–390.

7. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с одним корнем кратностью три и с тремя корнями кратностью один характеристического уравнения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 391–398.
8. Добробаба Ю.П., Мурлин А.Г., Печёнкин О.А., Анализ переходных характеристик системы шестого порядка с шестью корнями кратностью один характеристического уравнения // Булатовские чтения: материалы IV Международной научно-практической конференции (31 марта 2020 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – Т. 6: Технические и технологические разработки. Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. – С. 281–286.

### References

1. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Serkin A.D. Analysis of the sixth order system transient characteristics with multiple roots of the characteristic equation // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2019. – № 1. – P. 430–437.
2. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechenkin O.A. Analysis of the transient characteristics of the sixth order system with one root multiple of five and with one root multiple of one characteristic equation // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2019. – № 3. – P. 234–239.
3. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechenkin O.A. Analysis of the transient characteristics of the sixth order system with one root multiple of four and with one root multiple of two characteristic equations // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2019. – № 3. – P. 240–247.
4. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechenkin O.A. Analysis of the transient characteristics of the sixth order system with one root multiple of four and with two roots multiple of one characteristic equation // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2019. – № 3. – P. 248–254.
5. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechyonkin O.A. Analysis of the sixth order system transient characteristics with two roots of the three characteristic equation // Nauka. Technique. Tekhnologiya (Polytechnical bulletin). – 2019. – № 4. – P. 376–381.
6. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechyonkin O.A. Analysis of the transient characteristics of the sixth order system with one root multiple of three, with one root multiple of two and with one root multiple of one characteristic equation // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 4. – P. 382–390.
7. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechyonkin O.A. Analysis of the transient characteristics of the sixth order system with one root multiplicity of three and with three roots multiplicity of one characteristic equation // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2019. – № 4. – P. 391–398.
8. Dobrobaba Yu.P., Murlin A.G., Pechyonkin O.A., Analysis of transient characteristics of the system of the sixth order with six roots of multiplicity of one characteristic equation // Bulatovskie readings: materials of the IV International scientific-practical conference (March 31, 2020) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – Vol. 6: Technical and technological developments. Electrical equipment in oil and gas industry. – P. 281–286.



УДК 62

**СИММЕТРИЧНАЯ ОПТИМАЛЬНАЯ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ДИАГРАММА  
ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА  
ПОСТОЯННОГО ТОКА С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ С ОГРАНИЧЕНИЯМИ  
ПО ВТОРОЙ И ЧЕТВЁРТОЙ ПРОИЗВОДНЫМ СКОРОСТИ**



**SYMMETRIC OPTIMAL SPEED DIAGRAM OF THE MOVEMENT  
OF THE EXECUTIVE BODY OF A DC ELECTRIC DRIVE WITH  
AN ELASTIC SHAFT LINE WITH RESTRICTIONS ON THE SECOND  
AND FOURTH SPEED DERIVATIVES**

**Добробаба Юрий Петрович**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры электроснабжения  
промышленных предприятий,  
Кубанский государственный  
технологический университет

**Асланова Диана Александровна**

студент,  
Кубанский государственный  
технологический университет

**Мурлина Владислава Анатольевна**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры  
информационных систем  
и программирования,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
id.yug2016@gmail.com

**Аннотация.** Разработана симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по второй и четвёртой производным скорости.

Предложен алгоритм для определения параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по второй и четвёртой производным скорости.

**Ключевые слова:** оптимальная по быстродействию диаграмма, исполнительный орган, электропривод постоянного тока с упругим валопроводом.

**Dobrobaba Yury Petrovich**

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of department  
of power supply industrial enterprises,  
Kuban state technological university

**Aslanova Diana Alexandrovna**

Student,  
Kuban state technological university

**Murlina Vladislava Anatolievna**

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of the department  
of information systems and programming,  
Kuban state technological University  
id.yug2016@gmail.com

**Annotation.** A symmetrical optimal in terms of speed diagram of displacement of the executive body of a DC drive with an elastic shaft-wire is developed with limitations of the second and fourth derivative speed.

The algorithm for determination of parameters of the symmetric optimal in terms of speed diagram of displacement of the executive body of a direct current drive with an elastic shaft line with the limits of the second and fourth derivative speed is offered.

**Keywords:** optimum speed diagram, executive body, DC drive with elastic shaft line.

**В** данной работе для исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разрабатывается симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения с ограничениями по второй и четвёртой производным скорости.

На рисунке 1 представлена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по второй и четвёртой производным скорости.

Для данной диаграммы справедливы следующие уравнения:

$$\omega_{\max}^{(3)} = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1;$$

$$\omega_{\text{доп}}^{(2)} = \omega_{\max}^{(3)} \cdot t_1 = \omega_{\max}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$\omega_{\max}^{(1)} = \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_2);$$

$$\omega_{\max} = \omega_{\max}^{(1)} \cdot (4t_1 + t_2) = \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_2) \cdot (4t_1 + t_2);$$

$$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \omega_{\max} \cdot (8t_1 + 2t_2) = 2\omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_2) \cdot (4t_1 + t_2)^2;$$

$$T_{\text{ц}} = 16t_1 + 4t_2;$$

$$C_{\text{М}} \cdot I_{\text{доп}} = M_{\text{со}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(1)},$$

где  $\omega_{\max}^{(4)}$  – максимальное значение четвертой производной скорости при разгоне,  $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^5}$ ;

$\omega_{\max}^{(3)}$  – максимальное значение третьей производной скорости при разгоне,  $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^4}$ ;

$\omega_{\max}^{(2)}$  – максимальное значение второй производной скорости при разгоне,  $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^3}$ ;

$\omega_{\max}^{(1)}$  – максимальное значение первой производной скорости,  $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^2}$ ;

$\omega_{\max}$  – максимальное значение скорости,  $\frac{\text{рад.}}{\text{с}}$ ;

$\varphi_{\text{кон}}$  – конечное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

$\varphi_{\text{нач}}$  – начальное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

$t_1$  – длительность первого, второго, четвертого, пятого, шестого, седьмого, девятого, одиннадцатого, тринадцатого, четырнадцатого, пятнадцатого, шестнадцатого, восемнадцатого, девятнадцатого этапов, с;

$2t_1$  – длительность десятого этапа, с;

$t_2$  – длительность третьего, восьмого, двенадцатого, семнадцатого этапов, с;

$T_{\text{ц}}$  – длительность цикла, с.

$C_{\text{М}}$  – коэффициент пропорциональности между током якорной цепи электродвигателя и его моментом, В · с;

$I_{\text{доп}}$  – допустимое значение тока якорной цепи электродвигателя, А;

$M_{\text{со}}$  – момент сопротивления электропривода, Н · м;

$J_1$  – момент инерции исполнительного органа электродвигателя, кг · м<sup>2</sup>;

$J_2$  – момент инерции исполнительного органа механизма, кг · м<sup>2</sup>.

Из уравнений следует, что для параметров диаграммы справедливы зависимости:

$$t_1 = \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}};$$

$$t_2^3 + 10t_1 \cdot t_2^2 + 32t_1^2 \cdot t_2 + 32t_1^3 - \frac{1}{2} \cdot \frac{(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}})}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} = 0;$$

$$\omega_{\text{доп}}^{(1)} = \frac{C_{\text{М}} \cdot I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{J_1 + J_2}.$$

Если  $t_2 = 0$ , то  $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.1}}$ ;

$$\varphi_{\text{гр.1}} = 64 \cdot \frac{[\omega_{\text{доп}}^{(2)}]^2}{\omega_{\max}^{(4)}} \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}}.$$

Если  $\omega_{\max}^{(1)} = \omega_{\text{доп}}^{(1)}$ , то  $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.2}}$ ;

$$\omega_{\text{доп}}^{(1)} = \omega_{\text{доп}}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_2); t_2 = \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\max}^{(4)}}};$$

$$\varphi_{гр.2} = 2 \cdot \omega_{доп}^{(2)} \cdot (4t_1 + t_2);$$

$$\varphi_{гр.2} = 2 \cdot \omega_{доп}^{(1)} \cdot \left[ \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{доп}^{(2)}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{доп}^{(2)}}{\omega_{max}^{(4)}}} \right]^2.$$

В данной работе рассматривается электропривод постоянного тока с упругим валопроводом, имеющий следующие параметры:

$$C_e = 123 \frac{В \cdot с}{рад}; C_M = 1,25 В \cdot с; R_я = 5 \text{ Ом}; L_я = 5 \text{ Гн}; J_1 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2;$$

$$J_2 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; C_y = 4 \frac{Н \cdot м}{рад}; U_{доп} = 250 \text{ В}; I_{доп} = 8 \text{ А}; \omega_{доп} = 160 \frac{рад}{с}; \omega_{доп}^{(1)} = 100 \frac{рад}{с^2},$$

$$\omega_{доп}^{(2)} = 400 \frac{рад}{с^3}, \omega_{max}^{(4)} = 160000 \frac{рад}{с^5}, M_{CO} = 5 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

$$\varphi_{нач} = 0 \text{ рад}.$$

Граничные значения для симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по второй и четвёртой производным скорости:

$$\text{при } \omega_{max}^{(4)} = 160000 \frac{рад}{с^5} \quad \varphi_{гр.1} = 3,2 \text{ рад и } \varphi_{гр.2} = 24,5 \text{ рад};$$

$$\text{при } \omega_{max}^{(4)} = 640000 \frac{рад}{с^5} \quad \varphi_{гр.1} = 0,4 \text{ рад и } \varphi_{гр.2} = 18 \text{ рад},$$

В работе выполнен первый численный эксперимент с целью определения длительности цикла от величины перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, результаты которого при  $\omega_{max}^{(4)} = 160000 \frac{рад}{с^5}$  приведены в таблице 1.

Таблица 1

$(\varphi_{кон} - \varphi_{нач}), \text{ рад}$	$t_2, \text{ с}$	$T_{ц}, \text{ с}$	$\omega_{max}^{(1)}, \frac{рад}{с^5}$	$\omega_{max}, \frac{рад}{с}$
3,2	0	0,8	40	8
7,5	0,05	1,0	60	15
14,4	0,1	1,2	80	24
24,5	0,15	1,4	100	35

В работе выполнен второй численный эксперимент с целью определения длительности цикла от величины перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, результаты которого при  $\omega_{max}^{(4)} = 640000 \frac{рад}{с^5}$  приведены в таблице 2.

Таблица 2

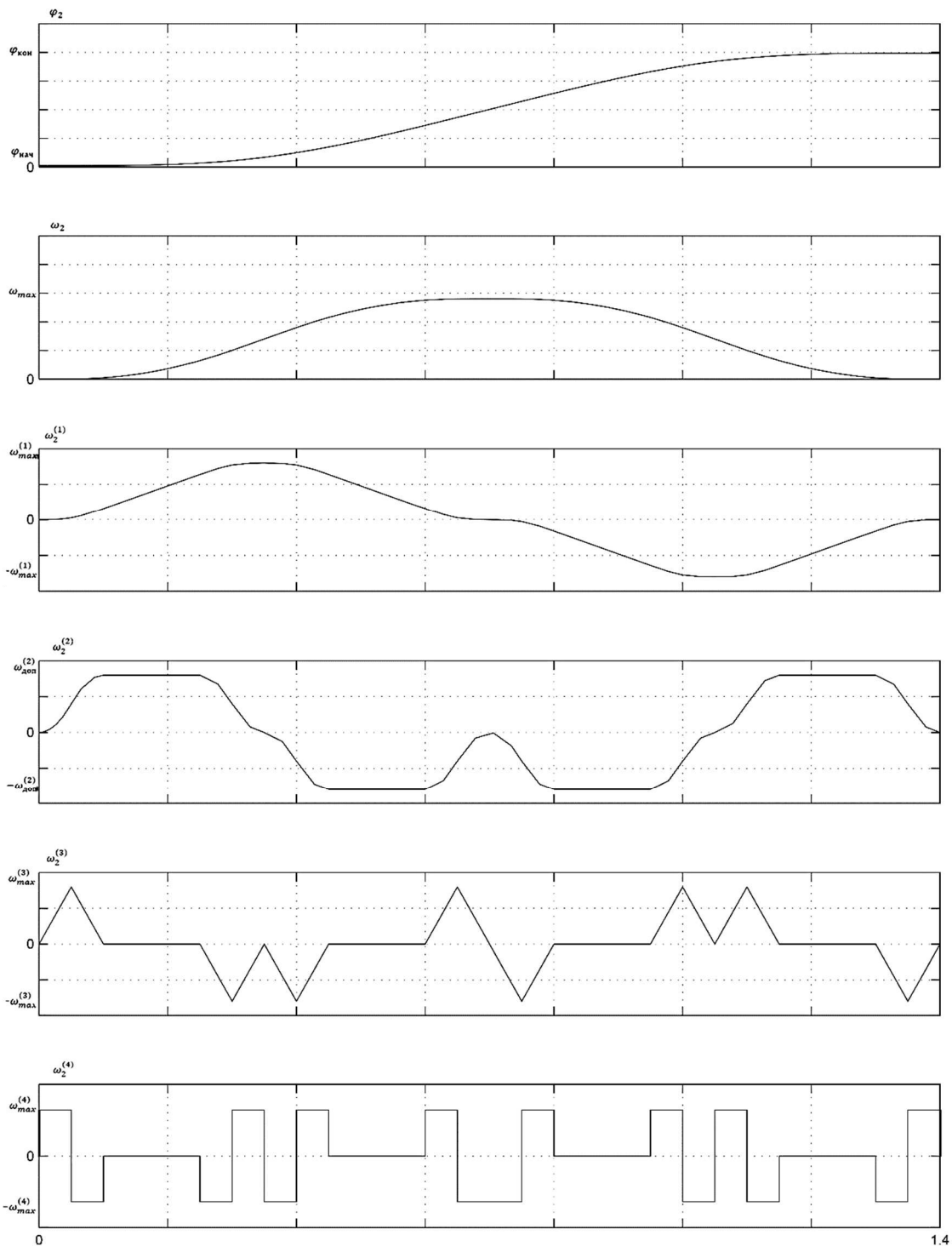
$(\varphi_{кон} - \varphi_{нач}), \text{ рад}$	$t_2, \text{ с}$	$T_{ц}, \text{ с}$	$\omega_{max}^{(1)}, \frac{рад}{с^5}$	$\omega_{max}, \frac{рад}{с}$
0,4	0	0,4	20	2
1,8	0,05	0,6	40	6
4,8	0,1	0,8	60	12
10	0,15	1,0	80	20
18	0,2	1,2	100	30

На рисунке 2 приведены зависимости длительности цикла от величины перемещения (угла поворота) исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом при различных значениях максимальной величины четвёртой производной угловой скорости.

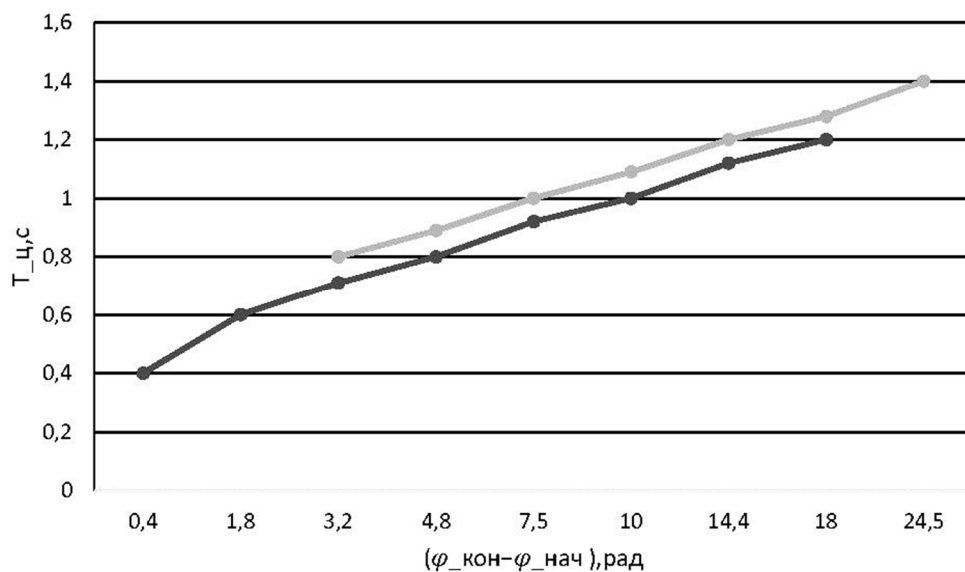
## Выводы

Для электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разработана симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа с ограничениями по второй и четвёртой производным скорости.

Получен алгоритм, позволяющий определить параметры симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по второй и четвертой производным скорости.



**Рисунок 1** – Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по второй и четвертой производным скорости.



**Рисунок 2** – Зависимости длительности цикла от величины перемещения (угла поворота) исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом при различных значениях максимальной величины четвертой производной угловой скорости

УДК 62

**СИММЕТРИЧНАЯ ОПТИМАЛЬНАЯ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ДИАГРАММА ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ С ОГРАНИЧЕНИЯМИ ПО ПЕРВОЙ, ВТОРОЙ И ЧЕТВЁРТОЙ ПРОИЗВОДНЫМ СКОРОСТИ**



**SYMMETRIC OPTIMAL-SPEED DIAGRAM OF THE MOVEMENT OF THE EXECUTIVE BODY OF A DC ELECTRIC DRIVE WITH AN ELASTIC SHAFT LINE WITH RESTRICTIONS ON THE FIRST, SECOND AND FOURTH SPEED DERIVATIVES**

**Добробаба Юрий Петрович**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры электроснабжения  
промышленных предприятий,  
Кубанский государственный  
технологический университет

**Асланова Диана Александровна**

студент,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
id.yug2016@gmail.com

**Аннотация.** Разработана симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй и четвёртой производным скорости.

Предложен алгоритм для определения параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй и четвёртой производным скорости.

**Ключевые слова:** оптимальная по быстродействию диаграмма, исполнительный орган, электропривод постоянного тока с упругим валопроводом.

**Dobrobaba Yury Petrovich**

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of department  
of power supply industrial enterprises,  
Kuban state technological university

**Aslanova Diana Alexandrovna**

Student,  
Kuban state technological university  
id.yug2016@gmail.com

**Annotation.** A symmetrical, optimal in terms of speed, diagram of displacement of the executive body of a DC drive with an elastic shaft conductor with limitations of the first, second and fourth derivative speed has been developed.

The algorithm for determination of parameters of symmetric optimal in terms of speed diagram of displacement of the DC actuator actuator with an elastic shaft line with limitations on the first, second and fourth derivative speed is offered.

**Keywords:** optimum speed diagram, executive body, DC drive with elastic shaft line.

**В** данной работе для исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разрабатывается симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения с ограничениями по первой, второй и четвёртой производным скорости.

На рисунке 1 представлена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй и четвёртой производным скорости.

Для данной диаграммы справедливы следующие уравнения:

$$\omega_{max}^{(3)} = \omega_{max}^{(4)} \cdot t_1;$$

$$\omega_{доп}^{(2)} = \omega_{max}^{(3)} \cdot t_1 = \omega_{max}^{(4)} \cdot t_1^2;$$

$$\omega_{доп}^{(1)} = \omega_{доп}^{(2)} \cdot (2t_1 + t_2);$$

$$\omega_{max} = \omega_{доп}^{(1)} \cdot (4t_1 + t_2 + t_3);$$

$$(\varphi_{кон} - \varphi_{нач}) = \omega_{max} \cdot (8t_1 + 2t_2 + t_3) = \omega_{доп}^{(1)} \cdot (4t_1 + t_2 + t_3) \cdot (8t_1 + 2t_2 + t_3);$$

$$T_{\text{ц}} = 16t_1 + 4t_2 + 2t_3;$$

$$C_M \cdot I_{\text{доп}} = M_{\text{со}} + (J_1 + J_2) \cdot \omega_{\text{доп}}^{(1)},$$

где  $\omega_{\text{max}}^{(4)}$  – максимальное значение четвертой производной скорости при разгоне,  $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^5}$ ;

$\omega_{\text{max}}^{(3)}$  – максимальное значение третьей производной скорости при разгоне,  $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^4}$ ;

$\omega_{\text{max}}^{(2)}$  – максимальное значение второй производной скорости при разгоне,  $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^3}$ ;

$\omega_{\text{max}}^{(1)}$  – максимальное значение первой производной скорости,  $\frac{\text{рад.}}{\text{с}^2}$ ;

$\omega_{\text{max}}$  – максимальное значение скорости,  $\frac{\text{рад.}}{\text{с}}$ ;

$\varphi_{\text{кон}}$  – конечное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

$\varphi_{\text{нач}}$  – начальное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

$t_1$  – длительность первого, второго, четвертого, пятого, седьмого, восьмого, десятого, одиннадцатого, двенадцатого, тринадцатого, пятнадцатого, шестнадцатого, восемнадцатого, девятнадцатого, двадцать первого, двадцать второго этапов, с;

$2t_1$  – длительность десятого этапа, с;

$t_2$  – длительность третьего, девятого, четырнадцатого, двадцатого этапов, с;

$t_3$  – длительность 6,17 с;

$T_{\text{ц}}$  – длительность цикла, с;

$C_M$  – коэффициент пропорциональности между током якорной цепи электродвигателя и его моментом, В · с;

$I_{\text{доп}}$  – допустимое значение тока якорной цепи электродвигателя, А;

$M_{\text{со}}$  – момент сопротивления электропривода, Н · м;

$J_1$  – момент инерции исполнительного органа электродвигателя, кг · м<sup>2</sup>;

$J_2$  – момент инерции исполнительного органа механизма, кг · м<sup>2</sup>.

Из уравнений следует, что для параметров диаграммы справедливы зависимости:

$$t_1 = \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}};$$

$$t_2 = \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}};$$

$$t_3 = \sqrt{\frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{\omega_{\text{доп}}^{(1)}} + \frac{1}{4} \cdot (4t_1 + t_2)^2} - \frac{3}{2} \cdot (4t_1 + t_2).$$

Если  $t_3 = 0$ , то  $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.2}}$ .

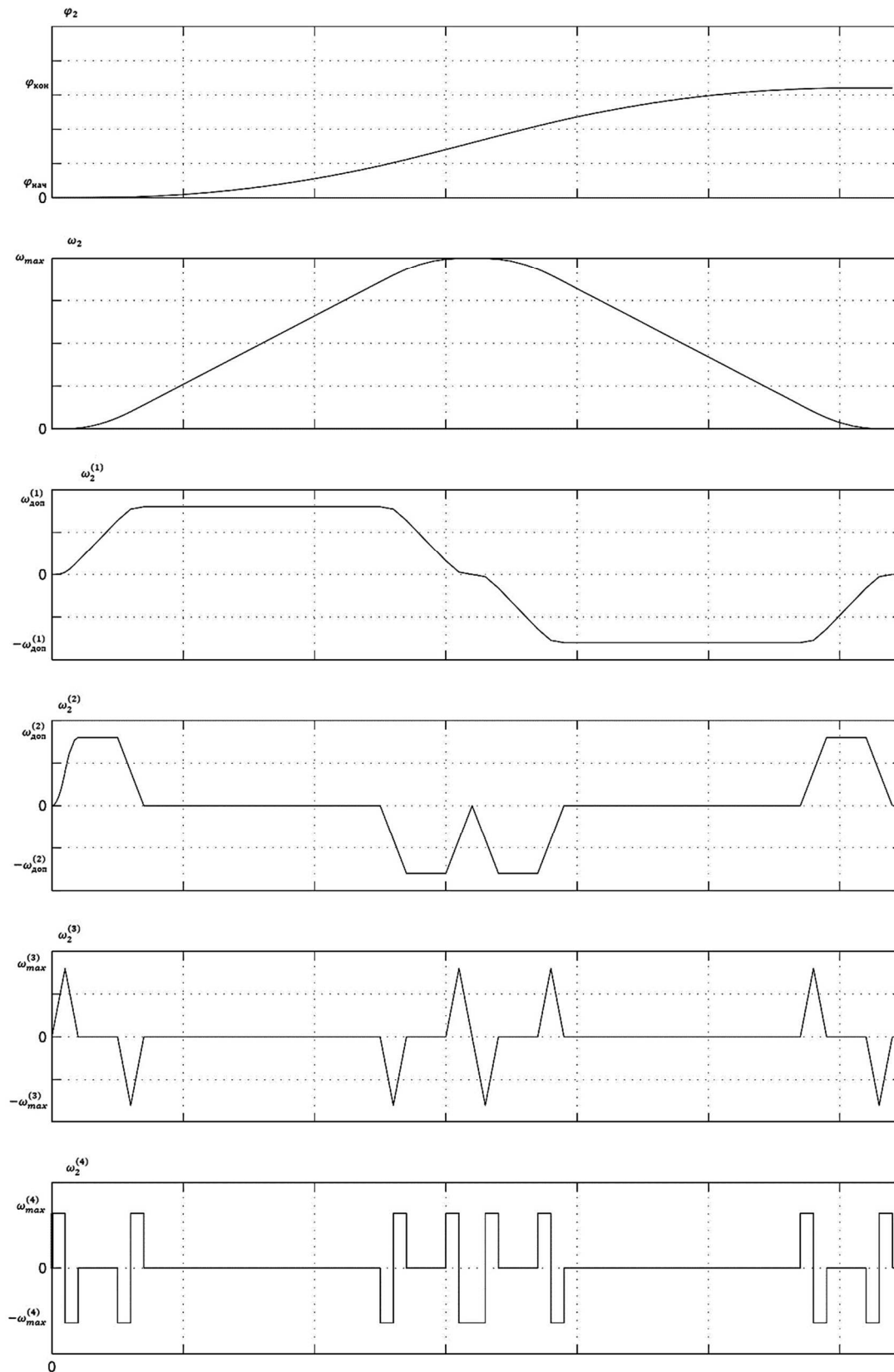
$$\varphi_{\text{гр.2}} = 2\omega_{\text{доп}}^{(1)} \cdot \left[ \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}} \right].$$

Если  $\omega_{\text{max}} = \omega_{\text{доп}}$ , то  $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{гр.3}}$ .

$$\omega_{\text{доп}} = \omega_{\text{доп}}^{(1)} \cdot (4t_1 + t_2 + t_3); t_3 = \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(1)}} - \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} - 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}}.$$

$$\varphi_{\text{гр.3}} = \omega_{\text{доп}} \cdot (8t_1 + 2t_2 + t_3);$$

$$\varphi_{\text{гр.3}} = \omega_{\text{доп}} \cdot \left[ \frac{\omega_{\text{доп}}}{\omega_{\text{доп}}^{(1)}} + \frac{\omega_{\text{доп}}^{(1)}}{\omega_{\text{доп}}^{(2)}} + 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{доп}}^{(2)}}{\omega_{\text{max}}^{(4)}}} \right].$$



**Рисунок 1** – Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй и четвёртой производным скорости.

В данной работе рассматривается электропривод постоянного тока с упругим валопроводом, имеющий следующие параметры:



$$C_e = 1,25 \frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}; C_M = 1,25 \text{ В} \cdot \text{с}; R_{я} = 5 \text{ Ом}; L_{я} = 0,1 \text{ Гн}; J_1 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2;$$

$$J_2 = 0,025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2; C_y = 4 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{рад}}; U_{\text{доп}} = 250 \text{ В}; I_{\text{доп}} = 8 \text{ А}; \omega_{\text{доп}} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}}; \omega_{\text{доп}}^{(1)} = 100 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2};$$

$$\omega_{\text{доп}}^{(2)} = 400 \frac{\text{рад}}{\text{с}^3}; \omega_{\text{max}}^{(4)} = 160000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}; M_{CO} = 5 \text{ Н} \cdot \text{м}; \varphi_{\text{нач}} = 0 \text{ рад}.$$

Граничные значения для симметричной оптимальной диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй и четвёртой производным скорости:

$$\text{при } \omega_{\text{max}}^{(4)} = 160000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5} \varphi_{\text{гр.1}} = 24,5 \text{ рад и } \varphi_{\text{гр.2}} = 312 \text{ рад};$$

$$\text{при } \omega_{\text{max}}^{(4)} = 640000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5} \varphi_{\text{гр.1}} = 18 \text{ рад и } \varphi_{\text{гр.2}} = 304 \text{ рад},$$

В работе выполнен первый численный эксперимент с целью определения длительности цикла от величины перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, результаты которого при  $\omega_{\text{max}}^{(4)} = 160000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$  приведены в таблице 1.

Таблица 1

$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}), \text{ рад}$	$t_3, \text{ с}$	$T_{\text{ц}}, \text{ с}$	$\omega_{\text{max}}, \frac{\text{рад}}{\text{с}}$
24,5	0	1,4	35
36	0,1	1,6	45
49,5	0,2	1,8	55
65	0,3	2,0	65
82,5	0,4	2,2	75
102	0,5	2,4	85
123,5	0,6	2,6	95
147	0,7	2,8	105
172,5	0,8	3,0	115
200	0,9	3,2	125
229,5	1,0	3,4	135
261	1,1	3,6	145
294,5	1,2	3,8	155
312	1,25	3,9	160

В работе выполнен второй численный эксперимент с целью определения длительности цикла от величины перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, результаты которого при  $\omega_{\text{max}}^{(4)} = 640000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$  приведены в таблице 2.

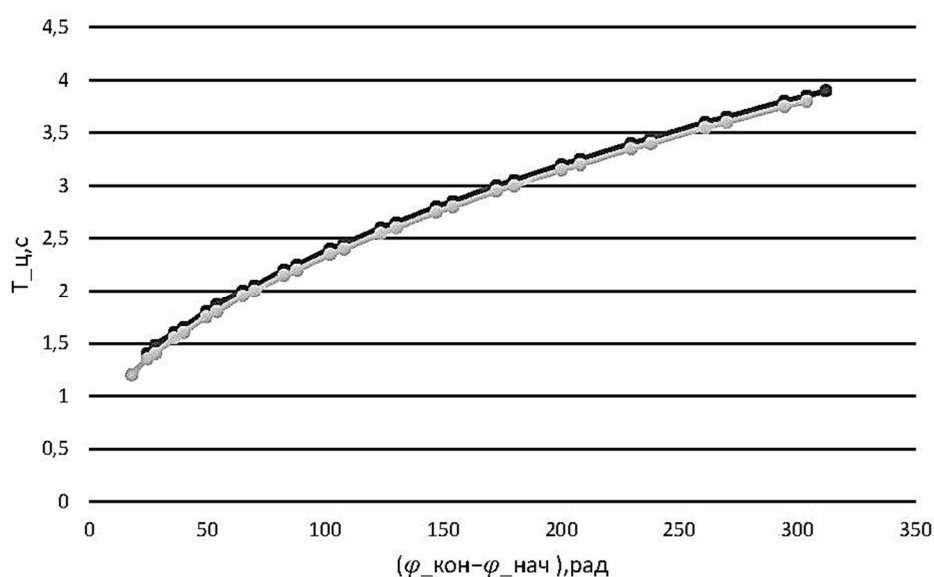
Таблица 2

$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}), \text{ рад}$	$t_2, \text{ с}$	$T_{\text{ц}}, \text{ с}$	$\omega_{\text{max}}, \frac{\text{рад}}{\text{с}}$
1	2	3	4
18	0	1,2	30
28	0,1	1,4	40
40	0,2	1,6	50
54	0,3	1,8	60
70	0,4	2,0	70
88	0,5	2,2	80
108	0,6	2,4	90

Окончание таблицы 2

130	0,7	2,6	100
154	0,8	2,8	110
180	0,9	3,0	120
208	1,0	3,2	130
238	1,1	3,4	140
270	1,2	3,6	150
304	1,3	3,8	160

На рисунке 2 приведены зависимости длительности цикла от величины перемещения (угла поворота) исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом при различных значениях максимальной величины четвёртой производной угловой скорости.



**Рисунок 2** – Зависимости длительности цикла от величины перемещения (угла поворота) исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом при различных значениях максимальной величины четвёртой производной угловой скорости

### Выводы

Для электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разработана симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа с ограничениями по первой, второй и четвёртой производным скорости.

Получен алгоритм, позволяющий определить параметры симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй и четвёртой производным скорости.

УДК 67.08

## ВЫБОР НЕЙТРАЛИЗАТОРОВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ОТХОДОВ



### THE CHOICE OF CONVERTERS WHEN USING WASTE

**Герайбейли Самира Аслан кызы**

старший лаборант,  
диссертант кафедры  
нефтехимическая технология  
и промышленная экология,  
Азербайджанский государственный  
университет нефти и промышленности  
geraybeylisamira@rambler.ru

**Geraybeyli Samira Aslan qizi**

Senior laboratory assistant,  
Dissertation of the department  
of petrochemical technology  
and industrial ecology,  
Azerbaijan State Oil  
and Industry University  
geraybeylisamira@rambler.ru

**Аннотация.** Основная цель данной статьи заключается в разработке технологии восстановления, потерявших свою плодородность, засоленных, окаменелых, и превратившихся в болота, почв, путем добавления смеси шлака, образующегося в ходе сжигания твердых бытовых отходов, шлама, образующегося при разработке нефтяных скважин, и богатой калием, калий-оксидной фонолитовой породы, обработанную отработанной 5–10 %-ной HNO<sub>3</sub>-ной кислотой. Было установлено, что из 100 гр. шлака, образующегося в ходе сгорания твердых бытовых отходов, 50–60 гр. нефтезайного шлама с добавлением 10–20 гр. фонолитовой породы, возможно получение органо-минерального комплексного удобрения, обогащенного макро- и микроэлементами, в особенности, калием и азотом.

**Annotation.** The main purpose of this article is to develop a technology of recovery, lost their fertility, saline, fossilized, and turned into swamps, soils, by adding a mixture of slag formed during the combustion of solid waste, sludge formed during the development of oil wells, and rich in potassium, potassium-oxide phonolite rock, treated with spent 5–10 % HNO<sub>3</sub> acid. It was found that out of 100 gr. slag formed during the combustion of solid waste, 50–60 g. oilfield slurry with 10–20 g. phonolite rock, it is possible to obtain organo-mineral complex fertilizer enriched with macro-and microelements, especially potassium and nitrogen.

**Ключевые слова:** шлак, шлам, фосфорит, концентрат, фонолитовая порода.

**Keywords:** slag, sludge, phosphorite, concentrate, phonolite rock.

В последнее время одним из основных вопросов, о которых задумываются люди, работающие в области науки и промышленности, и, самое главное, актуальная проблема, ожидающая решения, сводится к сокращению количества нефтепродуктов, соли, песка, загрязненных и загнанных, эрозийных и, наконец, потерявших плодородие земель. Вместе с тем известно, что общая площадь пригодных для посева земель в Азербайджанской республике составляет 1 млн 454 тыс. га. 42–43 % этого земельного запаса в той или иной степени подвержено эрозии, дает мало урожая или вообще не дает.

При этом некоторая часть земельного запаса засоляется и становится соленым. В целом же засоленные участки составляют 12,5 %, а соленные 11,2 %. С другой стороны, 30 000 га земли стали непригодными в результате эксплуатации полезных ископаемых.

При этом площадь непригодной земли на Апшероне составляет 33,3 тыс. га. Его 15 тыс. га были загрязнены нефтяными отходами и попали в неиспользуемое состояние.

Азербайджанская Республика для покупки минерального удобрения, который является основным сырьем апатитовый концентрат, серу и другое сырье закупала из дальних стран. Таким образом, удобрением обеспечивали не только себя, но и страны Закавказья, а также до Ростовской области Российской Федерации обеспечивали удобрениями и серной кислотой [1].

После распада Советского Союза связи были прерваны и закупка апатитовой серы из других стран была прекращена. В связи с этим в республике не было производства удобрений.

Необходимое стране удобрение закупается за рубежом по очень высокой цене. При нужде страны в 450–500 тыс. тонн различных видов удобрений, мелиоранта и защитных растительных соединений, в настоящее время ни то, ни другое удобрение, то что нужно почве и растению, в стране не производится.

В связи с этим в каждой стране начался поиск сырья: потому, что после распада Советского Союза, разрыва связей независимые страны требовали сохранения своей независимости. С другой стороны, наша независимая страна имеет достаточное количество природных минеральных соединений и промышленных отходов, которые остаются неиспользованными до сих пор. К сожалению, сегодня не используются ни природные соединения, ни их остатки, что приводит как к дефициту почвы, так и к нарушению экологического баланса. Вместе с тем, вначале мы отметили, что в республике существует множество действующих промышленных зон, в ходе деятельности которых образуется и не используется достаточное количество отходов. Одной из таких отраслей является нефтяная промышленность. Так, в период раскопки 2500 скважин при бурении нефтяных скважин из каждой скважины получают 80–100 м<sup>3</sup> шлам и буровой раствор. Он не используется в какой-либо области, он транспортируется в область шлама в Сангачале, где он остается неиспользованным и загрязняет окружающую среду [2].

Наряду с этим, одной из проблем, ожидающих решения в настоящее время, является повреждение и неиспользование остатков пищевых продуктов, образующихся при сортировке твердых бытовых отходов (органический минеральный комплекс). На этот завод ежедневно поступает 1700–1800 тонн твердых бытовых отходов. При сортировке 60 % из них составляют пищевые отходы, а оставшаяся часть – бумага, картон, дерево, стекло и другие отходы, которые сжигаются на мусоросжигательном заводе.

В данный момент отходы, состоящие из пищевых продуктов, выделяемых при сортировке, без повреждений закапываются в почву. Если со временем на человека в день приходилось 5-10 грамм, в настоящее время это количество увеличилось в 3–5 раз. Этот мусор не только нарушает экологический баланс, но и загрязняет пастбища, места обитания. Правда, со временем эта работа не нашла своего подтверждения, хотя и была проведена исследовательская работа в области отходов. В последнее время специалистами из Франции (2012–2013 гг.) разработана специальная технология и в настоящее время находится в стадии разработки. Но из тонны твердых бытовых отходов, сжигаемых в этом устройстве, получается 300–350 кг шлака, 30–35 кг летучей золы. Полученный шлак также не наносится на летающую золу в какой-либо области и нарушает экологический баланс. Из написанного можно сделать вывод, что природные минералы, которые мы будем использовать, имеют достаточное количество запасов различных местных и нефтяных промышленных отходов, информация о которых приведена ниже [3].

Природные минеральные соединения (доломит, перлит, фонолит, ракушка, бентонит, низкокачественный Нахчыванский фосфорит и др.) при извлечении из источника используются только 50–55 % из них. Общее количество неиспользованного этого материала в среднем составляет 20–25 тонн в день, что захватывает почву гектарами, что приводит к возникновению дефицита почвы.

Следует отметить, что количество образующихся отходов на этом не заканчивается. Это доказывает следующее. Так, из различных отраслей промышленности образуются такие отходы, как макро- и микроэлементно-технические, технологические процессы, интенсифицирующие, модифицированные шламы, шлаки, оксиды кремния и многие другие, которые до сих пор остаются неиспользуемыми и загрязняют окружающую среду. Но причина, по которой до сих пор они не используются или мало используются, заключается в том, что в них содержатся вредные микроорганизмы. До сих пор известно использование монтмориллонитов, бентонитов, кислот, щелочей, кислотно-щелочных остатков, геотермальных горных вод в качестве нейтрализаторов в получении удобрений, концентратов, мелиоранта, бытовых и других отходов производства [4]. Однако впервые при обезвреживании органических соединений, полученных нами из сортировки твердых бытовых отходов, в качестве инсектицидов, фунгицидов и антимикробных соединений использовались моно-, би-, три- и тетрациклические соединения, содержащие различные функциональные группы [5, 6].

Используемые такие материалы не наносят никакого вреда ни почве, ни растениям, которые там растут.

## Материал и метод

В качестве основного материала при проведении работ использовался шлак, образующийся при сжигании твердых бытовых отходов (масса %):  $\text{Na}_2\text{O}$  – 5,82;  $\text{MgO}$  – 2,47;  $\text{Al}_2\text{O}_3$  – 4,12;  $\text{SiO}_2$  – 9,13;  $\text{P}_2\text{O}_5$  – 2,20;  $\text{SO}_3$  – 2,60;  $\text{K}_2\text{O}$  – 6,60;  $\text{CaO}$  – 35,10;  $\text{TiO}_2$  – 0,98;  $\text{MnO}$  – 0,26;  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  – 8,7;  $\text{Cl}$  – 2,20. Разлагаемое соединение при высокой температуре – 19,3; (900–950 °C).

Здесь также использовался шлам, полученный при бурении нефтяных скважин (масса %):  $\text{Na}_2\text{O}$  – 1,88;  $\text{MgO}$  – 3,40;  $\text{Al}_2\text{O}_3$  – 10,9;  $\text{SiO}_2$  – 17,6;  $\text{P}_2\text{O}_5$  – 0,70;  $\text{SO}_3$  – 4,0;  $\text{K}_2\text{O}$  – 2,0;  $\text{CaO}$  – 6,0;  $\text{TiO}_2$  – 0,90;  $\text{MnO}$  – 0,10;  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  – 5,0;  $\text{BaO}$  – 10,9; остальная часть компонентов выделяется при 900–950 °C.

Как было отмечено ранее, органические отходы шлака и шлама, образующиеся в настоящее время в республике, всегда создавали проблемы и продолжают создавать новые. Так как раньше органический комплекс (остатки пищи) собирались вместе с ТБО, то сейчас в двух-трех районах Баку этот мусор сортируется зарубежными специалистами. Таким образом, количество органического комплекса (пищевого остатка) еще больше увеличивается. Конечно, чтобы нейтрализовать его, количество реагентов и компонентов умножается. Большая часть этих нейтрализаторов поступает из-за рубежа. Все отходы оставшихся районов Баку вместе с остатком пищи и другими отходами передаются на сортировочный завод, в барабан с отверстиями размером 8,0 мм. Там отделяется от твердых бытовых отходов (древесины, стекла, железа, бетона и др.) и остатков пищи. Отделанная древесина и другие сжигаются, а остатки пищи остаются неиспользованными и закапываются в почву. К сожалению, следует отметить, содержащийся в следующем составе ценный «мусор», остается неиспользованным и закапывается – загрязняет почву, подземную воду [7].

Химический состав этого отходов приведен ниже (масса %):  $\text{Na}_2\text{O}$  – 1,70;  $\text{MgO}$  – 1,02;  $\text{Al}_2\text{O}_3$  – 2,56;  $\text{SiO}_2$  – 16,50;  $\text{P}_2\text{O}_5$  – 0,58;  $\text{SO}_3$  – 2,56;  $\text{K}_2\text{O}$  – 1,31;  $\text{CaO}$  – 27,14;  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  – 2,63;  $\text{TiO}_2$  – 0,25;  $\text{MnO}$  – 0,10;  $\text{Cl}$  – 0,82; выделенное соединение при 90–950 °C – 42,5;  $\text{H}_2\text{O}$  – 10,5. Как видно из написанного, актуальной проблемой дня является получение мелиоранта и концентрата органического минерального комплекса на их основе, безвредившего неисчерпаемый запасной шлак, шлам и органический комплекс. Учитывая это, основная цель этой работы – разработать многокомпонентную концентратную технологию, доведя шлак, шлам и органический комплекс до состояния, которое будет использоваться с сильным обеззараживающим дезинфицирующим средством. Выполнение работы проводилось на следующей лабораторной установке (рис. 1). Схема устройства удаления соединений питательных элементов из многокомпонентной смеси на основе шлака, шлама и органического комплекса [8].

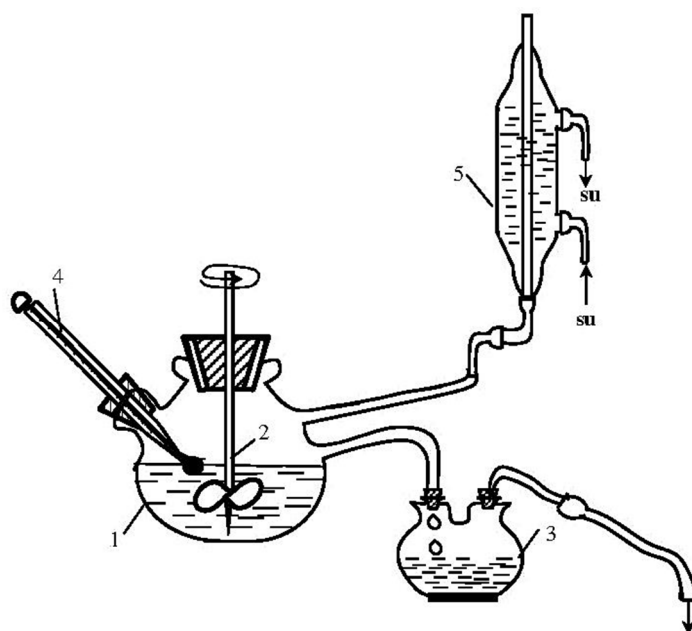


Рисунок 1 – Лабораторная установка:  
1 – реактор; 2- мешалка; 3 – насос; 4 – термометр; 5 – холодильник абсорбер

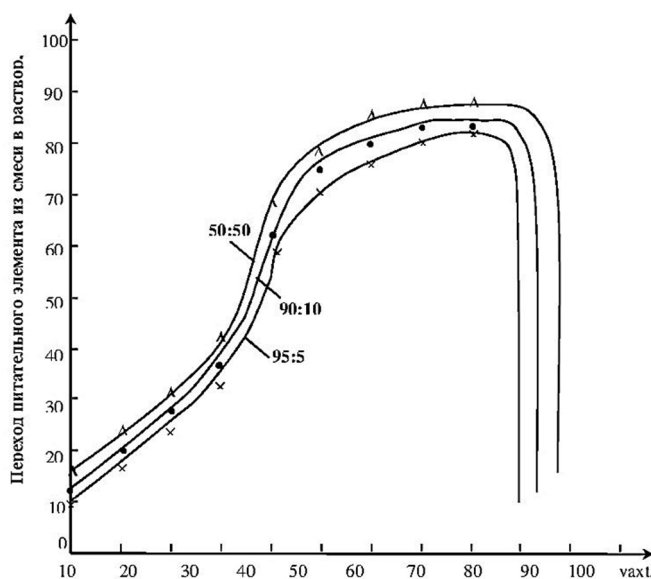
### Способ выполнения работы в лаборатории

В начале поступает в реактор, размер которого составляет 0,5 мм. В реакторе (1) запускается смеситель (2). Геотермальную или горную (местную) воду добавляют до тех пор, пока отношение твердой части к жидкости не станет 1:2. Скорость движения смесителя в реакторе составляет 40–120 циклов/мин. Затем в реактор добавляют 5 грамм шлама и 3 грамма органического комплекса. После того, как процесс в реакторе длится 30–35 минут, из реактора извлекается образец и анализируется избыток времени. Результаты эксперимента приведены в таблице и графике.

**Таблица 1** – Переход основных компонентов в раствор в зависимости от технических технологий. Скорость движения смесителя 120 циклов/д. Количество органического комплекса 3 г кислотной кислоты 2–5 %

Соотношение шлама, шлака, гр.	Время минута																			
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
95:5	6	10	15	22	32	36	40	49	60	66	70	73	74	76	78	80	80	80	80	80
90:10	6	11	16	23	33	37	42	49	61	65	70	74	75	77	80	82	80	80	80	80
80:20	7	12	17	23	33	37	42	49	61	65	70	74	75	77	80	81	84			
70:30	8	12	17	23	33	37	42	49	61	65	70	74	75	77	80	82	84	88	–	–
60:40	9	13	18	26	34	38	43	40	62	61	70	75	75	77	80	82	84	88		
50:50	9	14	18	26	34	38	43	49	62	66	71	75	75	78	81	82	84	80	80	
100	5	9	9	10	10	11	11	12	12	13	15	17	19	22	24	25	25	25	25	25

Из таблицы видно, что шлаковый шлам, используемый здесь в качестве основного сырья, поступает в органический комплекс и в жидкий (2–5 %-ый)  $\text{HNO}_3$ , а для его ополаскивания используется геотермальная и горнодобывающая вода. Установлено, что соотношение шлака к шламам составляет 95:50÷5:50. Скорость движения смесителя – 120 циклов / мин, количество органического комплекса с основным питательным элементом – 3 грамма. Процесс проводился в 35–45 °С. Через 5–100 минут можно графически показать составное соединение питательного элемента, отделенного от смеси, следующим образом. На графике 2 соотношение шлака к шламу: 95; 5: 90;10; в случае 30:50 дается график перехода питательных элементов в раствор в зависимости от времени [9, 10].



**Рисунок 2** – Соотношение шлака к шламу в зависимости от времени: 95:5; 90:10; 50:50 график перехода соединений питательных элементов в раствор. Скорость движения смесителя 120 д/мин., количество органического комплекса 3 гр

Как видно из рисунка, доля шлака к шламу составляет 95:5, в растворе пищевых элементов в течение 10 минут составляет 10 %; 30 минутах 22 %; 30 минутах 36 %, наконец, 100 минутах составляет 80 %. В тех же условиях не было никакого увеличения между 80 минутами и 100 минутами. Для этого есть две причины.

Во-первых, питательные элементы из смеси уже перешли в раствор, в смеси не осталось питательных элементов и соединений.

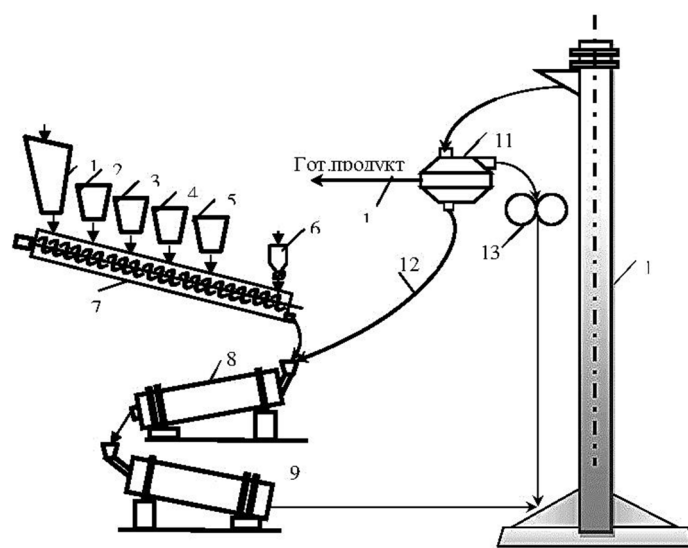
Вторая заключается в том, что из-за того, что раствор быстро всасывается, удалить оттуда питательные элементы из смеси не в силах.

Когда соотношение шлака к шламу составляет 90:10.

При тех же условиях – 10 минут 11 %; 20 минут 23 %; 30 минут 37 %; 40 минут 49 %; 50 минут 66 %; 60 минут 74 %; 70 минут 77 %; 80 минут 77 %; 90 минут 80 %; 100 минутах так же составляет 80 % . Наконец, соотношение шлака к шламу у составляет 50: 50, при пропуске в 10 минуте основных компонентов через раствор 14 %; в 20 минутах 26 %; в 30 минутах 38 %; в 40 минутах 49 %; в 50 минутах 66 %; в 60 минутах 75 %; в 70 минутах 78 %; в 80 минутах 82 %; в 90 минутах 80 %; в 100 минутах 25 %.

### Объяснение схемы

Раствор с питательным элементом, выделяемым в лабораторном устройстве, подается в специальный бункер (1) через насос. 2-й бункер заполнен жидкой  $\text{HNO}_3$  кислотой. Шлак, полученный при бурении нефтяных скважин 3-го бункера, заполняется местной породой из 4-го бункера. Сначала открываются крышки всего оборудования. Весь материал выгружается на шнек (7). Шнек движется с очень низкой скоростью . В самом конце в бункер добавляется 5 нейтрализаторов. Все дополнительные материалы из шнека (7) поступают в гранулятор через дозировку (6) в гранулятор (8). Гранулятор – также через сито (11) в выделенной кетуре (12) указывается линией. Количество нейтрализаторов, вносимых в гранулирующий агент, должно быть таким, чтобы образующаяся Ретура представляла собой удобрение в виде порошка размером менее 0,5 мм, влажность зерен 15-18 %. Зерна в таком количестве вносят в сушильный барабан удобрения-концентрат (9). Там он высушивается и попадает в элеватор (10), а оттуда в сито (11). Размер ретуры 0,5-1,0 мм; готовый продукт с размером 1–5 мм; большая часть с размером 6мм и более входит в дробилку (13) и возвращается к повторному процессу – возникает избыточная технология. В результате получается следующий состав (масса %): образец – 0,32–0,50;  $\text{P}_2\text{O}_5$  – 0,32–0,4;  $\text{K}_2\text{O}$  – 0,40–0,46;  $\text{CaO}$  – 15,6;  $\text{H}_2\text{O}$  – 2,5;  $\text{MgO}$  – 1,6;  $\text{SiO}_2$  – 15,8;  $\text{H}_2\text{O}_3$  – 7,9;  $\text{Na}_2\text{O}$  – 0,50. Готовый продукт размером 1–5 мм – 87: твердость зерен – 16 кгс/см<sup>2</sup>.



**Рисунок 3** – Приобретение шлака и природных минеральных соединений, мелиоративных и технических средств для защиты растений:

1 – шлаковый бункер ТБО от сжигания; 2 – бункер для азотной кислоты; 3 – бункер для шламов, выходящих из нефтяных скважин; 4 – бункер для глауконитовой породы; 5 – бункер для известковой воды; 6 – дозатор; 7 – шнек; 8 – гранулятор; 9 – сушилка; 10 – элеватор; 11 – сито; 12 – линия ретуры; 13 – дробилка; 14-готовая линия продуктов.

### Литература

1. Маргалис Ф.Г., Уканянец Т.Т. Производство комплексных удобрений. – Изд. Химия, 1996. – С. 117–128.
2. Ферсман А.Е. Наш апатит и фосфорит. – М., 1986.
3. Минеральные ресурсы Красноярского края Кадастр месторождений полезных ископаемых / под ред. С.С. Сордяка. – Красноярский РИИ, 2002. – С. 582.
4. Позин М.Е., Копышев Б.А., Алосманов М.С. Технология минеральных солей. – Ленинград : Изд. Химия, 1989. – С. 81.
5. Кононов А.В. Стерлин В.Н., Евдокимова Л.И. Основы технологии комплексных удобрений. – М. : Химия, 1988. – С. 307.
6. Наблев М.Н. Азотнокислотное разложение фосфоритов. – ФАН, Т., 1976.
7. Позин М.Е. Технология минеральных солей. – Изд. Л. : Химия, 1991. – С. 1326–1327.
8. Кармашов В.Ф. Химическая переработка фосфоритов. – М. : Химия, 1983. – 300 с.
9. Bruce F. // Chem. Eng. News, 2016, v. 53, № 27, P. 9–15.

### References

1. Margalis F.G., Ukanyants T.T. Complex fertiliser production. - Chemistry Publisher, 1996. – P. 117–128.
2. Fersman A.E. Our apatite and phosphorite. – M., 1986.
3. Mineral Resources of the Krasnoyarsk Krai Cadastre of Mineral Deposits / edited by S.S. Sordiak. – Krasnoyarsk Research Institute, 2002. – P. 582.
4. Pozin M.E., Kopyshov B.A., Alosmanov M.S. Technology of Mineral Salts. – Leningrad : Chemistry Publisher, 1989. – P. 81.
5. Kononov A.V. Sterlin V.N., Evdokimova L.I. Basics of Complex Fertilizer Technology. – M. : Chemistry, 1988. – P. 307.
6. Nablev M.N. Nitric acid decomposition of phosphorites. – FAN, T., 1976.
7. Pozin M.E. Technology of Mineral Salts. – Ezd. L. : Chemistry, 1991. – P. 1326–1327.
8. Karmashov V.F. Chemical Processing of Phosphorites. - Moscow: Chemistry, 1983. – 300 p.
9. Bruce F. // Chem. Eng. News, 2016, v. 53, № 27, P. 9–15.



**ИННОВАЦИОННЫЕ  
ТЕХНОЛОГИИ  
В ОБРАЗОВАНИИ**



**INNOVATIVE  
TECHNOLOGIES  
IN EDUCATION**



**АКТИВИЗАЦИЯ НАУЧНО-ПОЗНАВАТЕЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ  
СТУДЕНТОВ В ВУЗАХ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ  
(В АСПЕКТЕ ПРЕПОДАВАНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ  
«РУССКИЙ ЯЗЫК И КУЛЬТУРА РЕЧИ»)**



**ACTIVATION OF SCIENTIFIC AND EDUCATIONAL ACTIVITIES  
STUDENTS IN TECHNICAL UNIVERSITIES  
(IN THE ASPECT OF TEACHING THE DISCIPLINE  
«RUSSIAN LANGUAGE AND SPEECH CULTURE»)**

**Дворная Зинаида Михайловна**  
Кубанский государственный  
технологический университет  
zinaida11-12@ya.ru

**Дворная Зинаида Львовна**  
Кубанский государственный  
технологический университет

**Аннотация.** Рассматриваются актуальные вопросы по активизации научной, познавательной, языковой, речевой, коммуникативной деятельности студентов технических специальностей на занятиях по дисциплине «Русский язык и культура речи».

**Ключевые слова:** речевая и мыслительная деятельность, коммуникативные способности, научный текст, инженерное мышление, профессиональные качества.

**Dvornaya Zinaida Michailovna**  
Kuban state technological university  
zinaida11-12@ya.ru

**Dvornaya Zinaida Lvovna**  
Kuban state technological university

**Annotation.** Considered topical issues on the activation of scientific, cognitive, language, speech, and communication activities of students of technical specialties in the classroom on the subject «Russian language and culture of speech».

**Keywords:** speech and thought activity, communication skills, scientific text, engineering thinking, professional qualities.

**В** процессе изучения дисциплины «Русский язык и культура речи» студенты, обучающиеся в вузах технического профиля, знакомятся с интересными и важными с точки зрения лингводидактики темами.

Тематическая направленность учебно-методического комплекса по культуре речи представлена учебным материалом, развивающим не только устную речь (соответственно, коммуникативные и речевые способности), но и письменную (преимущественно – языковые способности), например: умение работать с научно-учебными, собственно научными текстами самых разнообразных жанров.

Таким образом, одной из наиболее востребованных и актуальных, с точки зрения прагматики, целесообразности, можно признать тему «Научный стиль речи».

Специфика темы, посвященной всестороннему изучению научного стиля как функциональной разновидности языка, заключается, на наш взгляд, в активизации на занятиях по культуре речи научно-познавательной и научно-творческой деятельности студентов в процессе детального рассмотрения всех аспектов языка науки.

Как показывает практический опыт, при ознакомлении с материалом, посвященным научному стилю речи, студенты под руководством преподавателя выполняют разнообразные творческие задания по активизации научно-познавательных интересов, способствующие теоретическому осмыслению и практическому применению полученных знаний в последующей научно-учебной, в собственно научной и в профессиональной деятельности.

Следует обратить внимание на тот факт, что активизация научно-познавательной деятельности студентов напрямую связана с развитием перечисленных выше способностей (коммуникативных, речевых, языковых).

Стоит упомянуть еще об одном аспекте, объединяющем речевую деятельность и научное познание действительности, который отражает два основных способа мышления. Речь идет об активизации и о взаимодействии абстрактно-логического и кон-

кретно-образного типов мышления в процессе развития речевой и научно-познавательной деятельности.

Речь и мышление, как известно, представляют собой единый речемыслительный процесс. В связи с популяризацией понятия «речемыслительная деятельность» стоит вспомнить об особенностях функционирования речевых центров.

Как известно, два основных речевых центра, существующих самостоятельно, независимо друг от друга, расположены в коре головного мозга (акустический, иначе называемый сенсорным центром Карла Вернике, и двигательный, известный как моторный центр Поля Брока). Наряду с другими высшими отделами мозга, они принимают активное участие в работе высшей нервной деятельности (включая интеллектуальную, когнитивную), в выполнении сложных логических операций.

Применительно к преподаванию дисциплины «Русский язык и культура речи», именно развитие, совершенствование речи, детальное усвоение ее функциональных разновидностей, специфических особенностей каждого стиля, акцент на изучение научного стиля и его подстилей положительно влияют в целом на научно-познавательную деятельность студентов, стимулируют их когнитивные функции в процессе обучения и приобретения в последующей профессиональной деятельности новых знаний и навыков.

Формирование и развитие речевых функций, а соответственно, активизация интеллектуальной деятельности осуществляются у подростков в процессе обучения в средней общеобразовательной школе (в период активного нейрофизиологического развития).

Максимальный рост нейролингвистической активности, отражающей речевые и когнитивные процессы у обучающихся, наблюдается в период, близкий к совершеннолетию.

Этот период условно называется становлением психофизиологической зрелости. Именно в эту пору у молодых людей формируются основы мировоззрения, закладывается система основных жизненных ориентиров, свойственных каждому зрелому человеку.

Соответственно, перед выпускниками средних школ, лицеев, гимназий встает непростой вопрос о выборе будущей профессии. Наиболее психологически зрелые, самостоятельные, креативные, любознательные, образованные, энергичные представители молодого поколения, как правило, предпочитают продолжить обучение в российских вузах с целью получения качественного профильного образования.

По мнению специалистов, именно в период обучения в высших учебных заведениях технического профиля у студентов наблюдается пик активизации речевой и мыслительной деятельности, совершенствуется и кристаллизуется инженерное мышление.

Данный феномен проявляется в раскрытии у будущих специалистов творческого потенциала, в развитии коммуникативных, интеллектуальных, профессиональных способностей, умений и навыков, в совершенствовании и в тесном взаимодействии абстрактно-логического и конкретно-образного типов мыслительной деятельности.

На наш взгляд, основными задачами обучения студентов в вузах технического профиля являются: формирование у будущих специалистов профессиональных качеств (профессиональной компетентности) [1], ответственности, потребности в развитии коммуникативной и научно-познавательной деятельности.

Успешному осуществлению перечисленных выше задач, по нашему мнению, способствуют прежде всего: изучение теоретических основ культуры речи, приобретение практических умений и навыков работы с научными текстами разнообразных жанров, развитие и совершенствование навыков устного речевого общения на научные и профессиональные темы.

Итогом активизации учебной, научно-познавательной деятельности станет успешная самореализация выпускников технических вузов [2], направленная на повышение конкурентоспособности молодых специалистов в непростых условиях рыночной экономики.

### Литература

1. Дворная З.М., Коновалов Д.В., Дворная З.Л. Актуальность компетентностного подхода при обучении студентов технических вузов основам культуры речи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – № 2. – С. 392–394.
2. Дворная З.М., Дворная З.Л. Дидактический компонент развития речевой культуры студентов (в аспекте гуманитаризации технического образования). – Краснодар : Издательский Дом – Юг», 2019. – № 3. – С. 309–311.

### References

1. Dvornaya Z.M., Kononov D.V., Dvornaya Z.L. Relevance competence-based approach in teaching technical students learn the basics of speech culture. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2020. – № 2. – P. 392–394.
2. Dvornaya Z.M., Dvornaya Z.L. Didactic component of development speech culture of students (in the aspect of humanitarization technical education). – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2019. – № 3. – P. 309–311.

## ОБУЧЕНИЕ СТУДЕНТОВ ИНЖЕНЕРНЫХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ РАБОТЕ С ТЕКСТАМИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ НАПРАВЛЕННОСТИ



### TEACHING OF ENGINEERING STUDENTS WORKING WITH PROFESSIONAL TEXTS ORIENTATION

**Дворная Зинаида Михайловна**  
Кубанский государственный  
технологический университет  
zinaida11-12@ya.ru

**Аннотация.** Рассматриваются актуальные вопросы формирования профессиональных, языковых, коммуникативных компетенций у иностранных студентов, изучающих русский язык в технических вузах. Подчеркивается важность изучения текстов по специальности в процессе обучения студентов русскому языку как иностранному.

**Ключевые слова:** лингводидактика, язык специальности, учебная деятельность, профессиональные компетенции, речевые компетенции, тексты профессиональной направленности, аудиторная работа, речевая деятельность.

**Dvornaya Zinaida Michailovna**  
Kuban state technological university  
zinaida11-12@ya.ru

**Annotation.** The article deals with topical issues of formation of professional, language, and communication competencies of foreign students studying Russian at technical universities. The importance of studying texts in the specialty in the process of teaching students Russian as a foreign language is emphasized.

**Keywords:** linguodidactics, specialty language, educational activities, professional competencies, speech competencies, professional texts, classroom work, speech activity.

**Р**абота с текстом представляет собой один из главных видов лингводидактической и методической деятельности преподавателя русского языка как иностранного в негуманитарном вузе. Специфической особенностью работы с иностранными учащимися и студентами в вузах технического профиля является обучение их языку специальности на материале общетехнических и узкоспециальных текстов, иными словами, формирование у студентов-иностранцев как профессиональных, так и языковых, речевых, коммуникативных компетенций.

Изучение технических текстов на занятиях по русскому языку предполагает комплексную работу с профессионально ориентированными текстами и выполнение значительного количества разнообразных устных и письменных заданий, направленных на усвоение нового и закрепление изученного материала.

Не вызывает сомнения тот факт, что наиболее сложные виды заданий, требующие пояснений и комментариев, иностранные студенты должны выполнять под руководством преподавателя на практических занятиях. Более простые виды упражнений, хорошо известные обучаемым, преподаватель подробно объясняет, демонстрирует модели, дополняет комментарии примерами выполнения и предлагает в качестве домашних заданий.

Специфика работы с текстами по специальности во многом определяется уровнем готовности группы к изучению текстов профессиональной направленности, а также особенностями предлагаемого учебного материала, а именно: объемом, степенью адаптированности материала, лексико-грамматической сложностью и терминологической насыщенностью каждого конкретного текста и сопутствующих ему заданий.

В этой связи следует обратить внимание на целесообразность использования на занятиях по русскому языку тематически правильно подобранных текстов из научно-учебных и собственно научных трудов ведущих ученых вуза [1, 2, 3], в котором обучаются студенты.

С точки зрения лингводидактики и методики обучения русскому языку как иностранному, основные виды аудиторной работы с текстом по специальности включают, как правило, четыре последовательно реализуемых этапа учебной деятельности:

1. Подготовительный – выполнение предтекстовых устных и письменных заданий.
2. Основной – комплексную работу с текстом и его отдельными частями.
3. Закрепление – выполнение послетекстовых устных аудиторных упражнений.

4. Контроль усвоения изученного на уроке материала – подготовка студентов к выполнению домашних заданий (включает последовательное объяснение цели, задач, некоторых деталей предстоящей самостоятельной работы студентов с письменными и устными упражнениями).

Изучение текста профессиональной направленности – наиболее сложный и объемный вид аудиторной работы, включающий следующие виды работы со специальным текстом:

- ознакомительное чтение;
- аналитическое чтение (деление текста на смысловые отрезки с последующим анализом содержания как отдельных фрагментов, так и текста целиком);
- обобщение на базе анализа текстового материала (состоит из выводов по содержанию прочитанного текста).

Ознакомительное чтение представляет собой чтение текста вслух или «про себя» (на продвинутом этапе обучения рекомендуется чтение «про себя»). Сопутствующая работа включает комментирование преподавателем сложных для понимания фрагментов текста и ответы на вопросы преподавателя по его содержанию (формируют у студентов общее представление о смысловой направленности текста).

Анализ содержательной стороны текста (аналитическое чтение) включает выполнение следующих видов заданий: а) выделите смысловые центры текста; б) найдите в каждом смысловом отрезке и выпишите ключевые слова и словосочетания.

Третий вид работы с текстом по специальности предполагает краткий импровизированный пересказ (в форме резюме или аннотации) текста целиком или отдельных его частей.

Стоит обратить внимание на необходимость максимального использования в каждом из перечисленных выше видов работы узкоспециальной, терминологической и общенаучной лексики рассматриваемого на занятии текста.

С нашей точки зрения, нежелательно предлагать студентам объемные и сложные задания (например, детальный пересказ текста целиком). Напротив, с целью успешного усвоения изучаемого материала желательно в процессе выполнения устных заданий опрашивать максимальное количество студентов, предлагать упражнения для совместного выполнения, приучать их работать в паре, в группе.

Использование в преподавательской деятельности рассмотренных методических приемов, без сомнения, направлено на закрепление навыков диалогической речи, речевого общения в целом, соответственно, на раскрытие творческих и коммуникативных способностей обучающихся.

С нашей точки зрения, основная цель работы с текстом профессиональной направленности – это, прежде всего, формирование у студентов профессиональной, языковой и речевой компетентности. Поставленная цель реализуется в процессе овладения знаниями, умениями и навыками работы с узкоспециальным лексико-грамматическим материалом на базе изучаемых текстов. Немаловажную роль в этом процессе играет учебно-методическая работа по обучению студентов основным видам речевой деятельности. Следовательно, реализуется эта цель на основе коммуникативно-деятельностного подхода.

«Эту цель можно сформулировать как направленность обучения на освоение языка в качестве инструмента общения и в качестве средства получения необходимой информации...».

Таким образом, активизация процесса обучения русскому языку как иностранному осуществляется в рамках коммуникативно-деятельностной концепции обучения, что предполагает комплексное освоение всех видов речевой деятельности» [4, с. 249].

### Литература

1. Иванченко В.Г., Онищенко С.В. Автономные энергоэффективные дома : монография. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 144 с.
2. Антониади Д.Г., Шостак Н.А. Интерпретация результатов гидродинамических исследований в программном комплексе ECRIN : учебно-методическое пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 100 с.

3. Карандей В.Ю., Попов Б.К. Надежность электроснабжения : учебно-методическое пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 124 с.
4. Дворная З.М. Коммуникативная направленность обучения речевой деятельности (в аспекте преподавания русского языка как иностранного) : Актуальные вопросы филологических исследований / Материалы Международной научно-практической конференции к 160-летию со дня рождения И. Ф. Анненского. – Краснодар, 2015. – С. 247–249.

### References

1. Ivanchenko V.G., Onishchenko S.V. Autonomous energy-efficient houses : Monograph. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2012. – 144 p.
2. Antoniadi D.G., Shostak N.A. Interpretation of the results of Hydrodynamic studies in the ECRIN software package : Educational and methodological guide. – Krasnodar : Publishing House –Yug, 2014. – 100 p.
3. Karandey V.Yu., Popov K.B. Reliability of electricity supply : Educational and methodological guide. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2013. – 124 p.
4. Dvornaya Z.M. Communicative orientation of speech activity training (in the aspect of teaching Russian as a foreign language) : Topical issues of philological research / Materials of the International scientific and practical conference on the 160th anniversary of the birth of I.F. Annensky. – Krasnodar, 2015. – P. 247–249.



**РАЗВИТИЕ У ИНОСТРАННЫХ СТУДЕНТОВ РЕЧЕВЫХ  
НАВЫКОВ В ПРОЦЕССЕ ИЗУЧЕНИЯ ТЕКСТОВ  
ЛИНГВОСТРАНОВЕДЧЕСКОЙ ТЕМАТИКИ**



**DEVELOPMENT OF SPEECH SKILLS IN FOREIGN STUDENTS  
SKILLS IN THE PROCESS OF STUDYING TEXTS  
LINGUISTIC AND CULTURAL TOPICS**

**Дворная Зинаида Михайловна**

Кубанский государственный  
технологический университет  
zinaida11-12@ya.ru

**Аннотация.** Рассматриваются актуальные вопросы обучения иностранных студентов русскому языку с учетом лингвистического и страноведческого аспектов. Делается акцент на положительном влиянии изучения лингвострановедческих текстов на процесс усвоения профессиональных знаний, навыков, умений.

**Ключевые слова:** страноведческий аспект, лингвистический аспект, профессиональные знания, познавательная деятельность, культурная и языковая среда, этнические особенности.

**Dvornaya Zinaida Michailovna**

Kuban state technological university  
zinaida11-12@ya.ru

**Annotation.** Considered current training issues foreign students learn Russian, taking into account linguistic and country-specific aspects. The article focuses on the positive impact of studying linguistic and cultural texts on the process of mastering professional knowledge, skills and abilities.

**Keywords:** country-specific aspect, linguistic aspect, professional knowledge, cognitive activity, cultural and linguistic environment, ethnic characteristics.

**Н** а занятиях по русскому языку на продвинутом этапе обучения иностранные студенты комплексно изучают тексты различной тематической направленности. С точки зрения лингводидактики и методики обучения русскому языку как иностранному, наибольшую ценность представляют тексты, тематически ориентированные на три основных аспекта: лингвострановедческий, узкопрофессиональный (профессионально ориентированный), общенаучный.

Остановимся более подробно на лингвострановедческом аспекте. Иностранные учащиеся и студенты знакомятся с текстами лингвострановедческой направленности в вузах России как гуманитарного, так и негуманитарного профиля.

Обучение студентов работе с текстами лингвострановедческой тематики целесообразно осуществлять на всех этапах изучения русского языка: на начальном (обучение на подготовительном факультете), на продвинутом этапе (по основной программе обучения в вузе на первом, втором, третьем курсах), на завершающем этапе (обучение на четвертом курсе бакалавриата и на четвертом – пятом курсах специалитета).

Необходимо подчеркнуть, что при «составлении рабочих планов по русскому языку как иностранному рекомендуется вводить лингвострановедческий материал, опираясь на базовые методические принципы обучения: функциональность, коммуникативность, тематическую представленность учебного материала, дифференцированность». Поэтому «...в процессе подбора тематического материала целесообразно учитывать неразрывную связь лингвострановедения с успешно разрабатываемыми в последние десятилетия аспектами: этнолингвистикой, лингвокультурологией» [1, с. 124].

Лингвострановедческий аспект представляется одним из главных направлений при обучении русскому языку, так как позволяет студентам-иностранцам получить развернутое, комплексное представление о стране проживания, успешно адаптироваться в сжатые сроки к непривычной культурной, языковой среде.

Таким образом, акцент на лингвострановедческую тематику при выборе оригинальных и адаптированных текстов позволяет ориентировать студентов на получение комплексного и глубокого представления о национальных, региональных, социокультурных особенностях и традициях россиян, об этнических особенностях и обрядах многих народов, проживающих на территории Российской Федерации.

Следовательно, всестороннее изучение лингвострановедческих текстов, отражающих современные реалии российской действительности, позволяет иностранным учащимся и студентам глубже проникнуть в этнокультурную и языковую среду, усвоить основные принципы и правила проживания в конкретном регионе, создающие основы успешного обучения в вузе.

Все перечисленные выше факторы направлены, в конечном итоге, на максимальное использование русского языка в качестве главного инструмента учебной и научно-познавательной деятельности. Комплексное изучение программного учебного материала в соединении лингвистическим и страноведческим аспектами способствует, в конечном итоге, успешному усвоению профессиональных знаний, навыков, умений.

Как показывают теория и практика обучения иностранных студентов русскому языку, помимо научно-познавательной функции, тексты лингвострановедческой тематики способствуют осуществлению воспитательной и учебно-методической функций. С этой целью необходимо дифференцированно осуществлять тематический подбор текстов (в зависимости от конкретных задач обучения, профиля вуза, уровня языковой подготовки студентов и других лингвистических и экстралингвистических факторов).

Итак, наиболее эффективные виды аудиторной и внеаудиторной работы, включая лингвострановедческий аспект, «специфичные для каждого конкретного вуза, способны оказывать положительное влияние на процесс адаптации студентов-иностранцев к новой языковой среде и способствовать преодолению ими этнического, культурного, психологического, языкового барьера» [2, с. 182].

### Литература

1. Дворная З.М. Лингвострановедческий аспект преподавания русского языка как иностранного : Инновационные процессы в высшей школе / Материалы XIX Всероссийской научно-практической конференции. – Краснодар, 2013. – С. 124–125.
2. Дворная З.М. Интенсификация обучения иностранных студентов русскому языку в негуманитарных вузах : Актуальные вопросы филологических исследований / Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. – Краснодар, 2020. – С. 179–183.

### References

1. Dvornaya Z.M. Lingvostranovedcheskiy aspect of teaching Russian as a foreign language : Innovative processes in higher school / Materials of the XIX all-Russian scientific and practical conference. – Krasnodar, 2013. – P. 124–125.
2. Dvornaya Z.M. Intensification of training of foreign students Russian language in non-humanitarian universities : Current questions of philological research / Materials Of The International Conference scientific and practical conference dedicated to the 75th Anniversary of the victory in great Patriotic war. – Krasnodar, 2020. – P. 179–183.

## СОВРЕМЕННЫЙ ВЗГЛЯД НА ЕСТЕСТВЕННО-НАУЧНУЮ ГРАМОТНОСТЬ ОБУЧАЕМЫХ



### MODERN VIEW OF NATURAL SCIENCE LITERACY OF STUDENTS

**Савицкий Юрий Александрович**

доцент, доцент 105 кафедры,  
Краснодарское высшее военное  
авиационное училище летчиков

**Нефедовский Виктор Анатольевич**

доцент, доцент 106 кафедры,  
Краснодарское высшее военное  
авиационное училище летчиков

**Терехов Владимир Валерьевич**

кандидат технических наук, доцент,  
заведующий 105 кафедрой,  
Краснодарское высшее военное  
авиационное училище летчиков

**Аннотация.** В статье раскрывается понятие, естественно-научной грамотности, являющейся основой для формирования культуры личности. Определен компетентностный компонент, как умение применять имеющиеся знания к жизненным ситуациям молодых людей. Сделан вывод о том, что «естественнонаучная грамотность» предлагает понимать интегральную характеристику личности; как единство знаний, умений и позитивной ценностной оценки достижений естественных наук для решения теоретических и практических задач, возникающих в ходе деятельности обучаемых.

**Ключевые слова:** обучаемый, научная грамотность, знание, навыки, культура личности, научные процессы, процесс обучения, научные знания, личность.

**Savitskiy Yuri Aleksandrovich**

Associate Professor,  
Associate Professor 105 of the Department,  
Krasnodar Air Force Institute for Pilots

**Nefedovskiy Viktor Anatolievich**

Associate Professor,  
Associate Professor 106 of the Department,  
Krasnodar Air Force Institute for Pilots

**Terekhov Vladimir Valerievich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor  
Head 105 of the Department,  
Krasnodar Air Force Institute for Pilots

**Annotation.** The article reveals the concept of natural science literacy, which is the basis for the formation of a personal culture. The competence component is defined as the ability to apply existing knowledge to the life situations of young people. It is concluded that «natural science literacy «offers to understand the integral characteristic of the individual as a unity of knowledge, skills and positive value assessment of the achievements of natural Sciences for solving theoretical and practical problems that arise in the course of the students' activities.

**Keywords:** learner, scientific literacy, knowledge, skills, personal culture, scientific processes, learning process, scientific knowledge, personality.

**В** настоящее время естественнонаучная грамотность является основой для формирования культуры личности современного молодого человека. Проведенные нами исследование в вузе позволили выявить структурные компоненты, определяющие данное понятие, описать параметры составляющих элементов. Вопросы естественнонаучной грамотности обучающихся напрямую определяют цели, содержание и технологическое обеспечение современного естественнонаучного образования.

В 2018 году Оксфордский словарь выбрал термин «постправда» словом года. Оно означает жизнь в обществе, для которого объективные факты менее важны, чем эмоции и личное отношение. Это создает хорошую почву для появления лженаучных мифов и теорий: Земля плоская, люди умнее животных из-за объема мозга и тому подобные. Осознанно жить в адекватной реальности в обществе постправды помогает естественнонаучная грамотность обучаемых.

В настоящее время наблюдаются интенсивные процессы дифференциации и интеграции в сфере обнаружения и атрибуции различных видов грамотности [6]. С середины 1960-х годов в научный обиход вошло терминологическое сочетание «функциональная грамотность», под которой понимается способность личности на основе знаний, умений и навыков нормально функционировать в системе социальных отношений, максимально быстро адаптироваться в конкретной культурной среде [3]. В связи с постоянно увеличивающимся влиянием достижений естественных наук, которые становятся фактором стратегического и технического престижа, обеспечивающим техноло-

гическую модернизацию любого государства [8], особое значение приобретает понятие естественнонаучной грамотности и приобретения ее в процессе получения среднего и высшего образования....

Под естественнонаучной грамотностью понимается способность и готовность индивидуума применять полученные в процессе обучения естественнонаучные знания в жизненных ситуациях [2]. Опрос обучаемых показал, что часть из них, до их пор считает естественные науки наименее важными для образования. О том, что нужно изучать физику, сказали 14 % опрошенных, химию и биологию – всего 4 %. Химия и физика также стали лидерами среди нелюбимых предметов.

Во многом это может быть связано с тем, как преподают естественнонаучные знания: как изолированные факты, не связанные с реальной жизнью. Их предлагают вы зубрить, а не понять. Хотя вокруг всё больше примеров того, что просто и увлекательно объяснить можно даже сложные физические теории: авторы тематических YouTube-каналов собирают миллионы подписчиков, рассказывая, как сделать катушку Теслы или что произойдет с человеком в космосе без скафандра.

Мир быстро усложняется, и роль естественнонаучных знаний в нем растет вместе с использованием технологических инноваций. Научная грамотность необходима для того, чтобы понимать бытовые явления и грамотно (эффективно и безопасно) пользоваться повседневными сервисами, будь то микроволновка или облачный сервис хранения данных.

Навыки, характерные для научного процесса – способность критически мыслить, выдвигать гипотезы, анализировать информацию, сопоставлять факты, делать логические выводы, – необходимы и в обычной жизни, и особенно в обществе постправды. Они помогают принимать сложные решения: покупать гибридный автомобиль или нет, делать прививку от гриппа или отказаться от вакцинации, потреблять продукты с маркировкой ГМО или требовать их запрета. Эти навыки ценят и работодатели, причем независимо от сферы и профессии. Критическое мышление и способность принимать решения на основе анализа данных свидетельствуют об адаптивности и гибкости. В бизнесе эти качества особенно востребованы в условиях турбулентной экономики. Еще у людей науки можно поучиться мудрому отношению к ошибкам: для них это всегда часть опыта, не менее важная, чем успех эксперимента.

Наконец, естественнонаучные знания нужны для определения личной позиции по глобальным проблемам: изменению климата, исчерпанию природных ресурсов, парниковому эффекту. Это образование в интересах устойчивого развития: человек не сможет сознательно адаптировать свою жизнь под принцип экологичности, пока не поймет, что глобальное потепление действительно обусловлено антропогенным фактором. Зачем реже ездить на машине, если ты уверен, что вулканические выбросы CO<sub>2</sub> больше автомобильных?

Компетентностный компонент – умение применять имеющиеся знания к жизненным ситуациям (т.е. собственно функциональная грамотность). Данный компонент в значительной степени перекликается с пониманием естественнонаучной грамотности, применяемым в международных исследованиях достижений образования по математике и естественным наукам TIMSS (Third International Mathematics and Science Study) и включает ряд компетентностей, которые находятся в полном соответствии с требованиями Федеральных государственных образовательных стандартов [7]. Результаты исследования TIMSS выявили дефициты российских обучаемых в сформированности ряда важных умений, как: осуществлять поиск информации по ключевым словам; анализировать процессы проведения исследований; составлять прогнозы на основе имеющихся данных; выявлять научные факты и данные исследований, лежащих в основе доказательств и выводов; интерпретировать графическую информацию; проводить оценочные расчеты [1, 5].

Заметным трендом в образовательных системах разных стран становится междисциплинарный подход к изучению естественных дисциплин. Отчасти потому, что науки и сами все более смыкаются в развитии: невозможно создать новое лекарство без знаний на стыке медицины, химии и физики. Полидисциплинарность изучения естественных наук вполне оправдана: только так можно увидеть явление со всех сторон и сформировать целостную картину мира.

Таким образом, под «естественнонаучной грамотностью» мы предлагаем понимать интегральную характеристику личности; единство знаний, умений и позитивной ценностной оценки достижений естественных наук, которое проявляется в способности и готовности личности использовать имеющиеся естественнонаучные знания для решения теоретических и практических задач, возникающих в ходе деятельности.

Благодаря популяризаторам – людям науки, которые «переводят» естественнонаучные знания на доступный для понимания язык, – происходит бум интереса к научно-популярному контенту. Это касается очевидного ренессанса научно-популярной литературы: российские издательства переводят мировые бестселлеры об истории Вселенной и работе человеческого тела, которые расходятся большими тиражами. Создаются научные телеканалы, документальные научные-сериалы по заказу ведущих стриминговых сервисов. Кинопродюсеры привлекают ведущих физиков-теоретиков к работе над научной фантастикой, которая должна стать максимально реалистичной. Растет популярность и всероссийских образовательных инициатив по естественным наукам, причем ориентированных не только на обучаемых, но и на взрослых. Среди них: научно-просветительский портал «Всенаука», ежегодный фестиваль Geek Picnic, а в регионах – «Открытая лаборатория», серия лекций и тестов по проверке научной грамотности. По словам разработчиков проектов, их глобальная цель – популяризация науки и повышение уровня естественнонаучной грамотности индивидуумов.

Отечественные ученые сделали множество открытий, благодаря которым появились новые лекарства, продукты для эффективного ведения сельского хозяйства. Сегодня трудно представить жизнь современного человека без высоких технологий. Многие из них стали доступны человеку благодаря стремительному развитию химии, биологии, физики. Поэтому нам кажется важным сделать естественные науки привлекательными для молодежи. Чтобы каждый мог понять, что наука может быть бесконечно интересной, близкой и доступной.

Эта ситуация – хорошая основа для дальнейшего усиления тренда «Модно быть умным» и убедительное доказательство, что естественные науки важны для жизни каждого из нас на этой, безусловно, круглой планете Земля.

### Литература

1. Савицкий Ю.А., Нефедовский В.А., Степанова М.В., Терехов В.В. Системный подход к самостоятельной работе обучающихся // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар, 2019. – № 1. – С. 445–448.
2. Колесников В.П., Энсис Е.И., Терехов В.В. Формирование командно-методических навыков у курсантов-летчиков в соответствии с новыми тенденциями развития высшего образования // В сборнике: X Международная научно-практическая конференция молодых ученых, посвященная 59-ой годовщине полета Ю.А. Гагарина в космос; сборник научных статей. – Краснодар, 2020. – С. 120–126.
3. Колесников В.П., Энсис Е.И., Терехов В.В. Исследование инновационных образовательных технологий подготовки военных специалистов, основанных на методах получения информационных, механических и синтетических знаний : монография. – Краснодар, 2019.
4. Колесников В.П., Энсис Е.И., Терехов В.В. Творческий процесс, как основной метод организации учебного пространства // В сборнике: X Международная научно-практическая конференция молодых ученых, посвященная 59-ой годовщине полета Ю.А. Гагарина в космос; сборник научных статей. – Краснодар, 2020. – С. 126–131.
5. Колесникова И.А. Новая грамотность и новая неграмотность двадцать первого столетия // Непрерывное образование: XXI век. – 2013. – Вып. 2. – DOI: 10.15393/j5.art.2013.2091
6. Старостина С.Е. Естественнонаучное образование как фактор экономического развития общества и становления современной личности // Фундаментальные исследования. – 2011. – № 8 – С. 56–60.
7. Шамина С.В. Формирование естественнонаучного мышления студентов в рамках различных вариантов интеграции содержания физического образования // Народное образование. – 2011. – № 1. – С 53–58.

### References

1. Savitsky Yu.A., Nefedovsky V.A., Stepanova M.V., Terekhov V.V. A systematic approach to independent work of students // Science. Technic. Technologies (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar, 2019. – № 1. – P. 445–448.

2. Kolesnikov V.P., Ensis E.I., Terekhov V.V. Formation of command and methodological skills among cadets-pilots in accordance with new trends in the development of higher education // In the collection: X international scientific and practical conference of young scientists dedicated to the 59th anniversary of Yuri Gagarin's flight into space; Collection of scientific articles. – Krasnodar, 2020. – P. 120–126.
3. Kolesnikov V.P., Ensis E.I., Terekhov V.V. Research of innovative educational technologies for training military specialists based on methods of obtaining information, mechanical and synthetic knowledge : Monograph. – Krasnodar, 2019.
4. Kolesnikov V.P., Ensis E.I., Terekhov V.V. Creative process as the main method of organizing educational space // in the collection: X international scientific and practical conference of young scientists dedicated to the 59th anniversary of Yuri Gagarin's flight into space; Collection of scientific articles. – Krasnodar, 2020. – P. 126–131.
5. Kolesnikova I.A. New literacy and new illiteracy of the twenty-first century // Continuous education: XXI century. – 2013. – Issue 2. – DOI: 10.15393/j5. art. 2013. 2091
6. Starostina S.E. Natural Science education as a factor in the economic development of society and the formation of a modern personality // Fundamental research. – 2011. – № 8. – P. 56–60.
7. Shamina S.V. Formation of natural science thinking of students in the framework of various options for integrating the content of physical education // National education. – 2011. – № 1. – P. 53–58.

## 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](http://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, № 3

---

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE  
**SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY**  
(polytechnical bulletin)

2020, № 3

[www.id-yug.com](http://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 13.10.2020.  
Подписано в печать 15.10.2020.  
Формат 60 x 84<sup>1</sup>/<sub>8</sub>.  
Бумага офсетная.  
Печать riso.  
Уч.-изд. л. 21,4.  
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 13.10.2020.  
It is sent for the press 15.10.2020.  
Format 60 x 84<sup>1</sup>/<sub>8</sub>.  
Offset paper.  
Riso press.  
Ed.-prod. l. 21,4.  
Circulation is 500 pieces.

Отпечатано в ООО «Издательский Дом – Юг»  
Россия, 350072, г. Краснодар,  
ул. Зиповская 9, литер «Г», оф. 41/3

It is printed in JSC «Izdatelsky Dom – Yug»  
Russia, 350072, Krasnodar,  
Zipovskaya St., 9, letters «G», office 41/3

Заказ № 2186

Order No. 2186

Тел.: +7 (918) 41-50-571  
e-mail: [id.yug2016@gmail.com](mailto:id.yug2016@gmail.com)  
Сайт: [www.id-yug.com](http://www.id-yug.com)

Ph.: +7 (918) 41-50-571  
e-mail: [id.yug2016@gmail.com](mailto:id.yug2016@gmail.com)  
Site: [www.id-yug.com](http://www.id-yug.com)