

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

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

№ 2

2019

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

2019, № 2

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

www.id-yug.com

Основан в 2013 г.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Свидетельство о регистрации СМИ:

ПИ № ФС77-53093 от 07 марта 2013 г.

Эл № ФС77-53092 от 07 марта 2013 г.

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

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY

(polytechnical bulletin)

2019, № 2

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

www.id-yug.com

It is founded in 2013.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Certificate on registration of mass media:

ПИ № ФС77-53093 of March 07, 2013.

Эл № ФС77-53092 of March 07, 2013.

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

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

БЕРЕЖНОЙ Сергей Борисович,

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

BEREZHNOY Sergey Borisovich,

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

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

КАСЬЯНОВ Геннадий Иванович,

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

KASYANOV Gennady Ivanovich,

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

ФОМЕНКО Олег Яковлевич,

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

FOMENKO Oleg Yakovlevich,

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

АНТОНИАДИ Дмитрий Георгиевич,

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

ANTONIADI Dmitry Georgiyevich,

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

АТРОЩЕНКО Валерий Александрович,

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

ATROSHCHENKO Valery Aleksandrovich,

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

БАБУШКИН Виктор Михайлович,

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

BABUSHKIN Victor Mikhaylovich,

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

БЛЕДНОВА Жесфина Михайловна,

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

BLEDNOVA Zhesfina Mikhaelovna,

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

ГЛАДИЛИН Александр Васильевич,

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

GLADILIN Alexander Vasilyevich,

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

ДОМБРОВСКИЙ Александр Николаевич,

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

DOMBROVSKY Alexander Nikolaevich,

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

КАЗЕЕВ Камил Шагидуллович,

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

KAZEEV Kamil Shagidulovich,

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

КОЛЕСНИКОВ Сергей Ильич,

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

KOLESNIKOV Sergey Ilyich,

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

КОРЕНА Елена Павловна,

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

KORNENA Elena Pavlovna,

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

МОСКВИЧ Вадим Константинович,

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

MOSKVICH Vadim Konstantinovich,

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

ПОЛИДИ Александр Анатольевич,

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

POLIDI Alexander Anatolyevich,

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

САВЕНОК Ольга Вадимовна

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

SAVENOK Olga Vadimovna

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

СИМАНКОВ Владимир Сергеевич,

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

SIMANKOV Vladimir Sergeyeovich,

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

СМЕЛЯГИН Анатолий Игоревич,

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

SMELYAGIN Anatoly Igorevich,

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

СТРЕЛЬНИКОВ Виктор Владимирович,

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

STRELNIKOV Victor Vladimirovich,

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

ТРУФЛЯК Евгений Владимирович,

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

TRUFLYAK Evgeny Vladimirovich,

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

ТУЛЕШОВ Амандык Куатович,

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

TULESHOV Amandyk Kuvatovich,

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

УРТЕНОВ Махамет Али Хусеевич,

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

URTENOV Makhmet Ali Huseevich,

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

УСАТИКОВ Сергей Васильевич,

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

USATIKOV Sergey Vasilyevich,

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

ЧЕРНЫХ Анатолий Иосифович,

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

CHERNYKH Anatoly Iosifovich,

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

ЧЕШЕВ Анатолий Степанович,

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

CHESHEV Anatoly Stepanovich,

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

ШАЗЗО Аслан Юсуфович,

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

SHAZZO Aslan Yusufovich,

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

ШАЗЗО Рамазан Измаилович,

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

SHAZZO Ramazan Izmailovich,

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

ШАПОШНИКОВА Татьяна Леонидовна,

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

SHAPOSHNIKOVA Tatyana Leonidovna,

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

ЯСЬЯН Юрий Павлович,

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

YASYAN Yury Pavlovich,

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

УЧРЕДИТЕЛЬ

ООО «Издательский Дом — Юг»

FOUNDER

JSC «Publishing House — South»

**АДРЕС РЕДАКЦИИ И
ИЗДАТЕЛЯ:**

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

**ADDRESS OF EDITION
AND PUBLISHER:**

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

ЗАВЕДУЮЩИЙ РЕДАКЦИЕЙ

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

MANAGER OF EDITION

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

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

ДИРЕКТОР ИЗДАТЕЛЬСТВА

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

DIRECTOR OF PUBLISHING HOUSE

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

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

www.id-yug.com

СОДЕРЖАНИЕ / CONTENTS

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

Науки о земле Sciences about the earth

- Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н.**
Перспективы доработки кортовского месторождения с применением технологии закачки газа высокого давления 21
- Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N.**
Prospects for further development of the kortovskoye field using high-pressure gas injection technology
- Залоев П.Д., Лешкович Н.М.**
Анализ текущего состояния и перспективы разработки граничного газоконденсатного месторождения 46
- Zaloyev P.D., Leshkovich N.M.**
Analysis of the current status and development prospects of the granichnoye gas-condensate field
- Нвизуг-Би Лейи Клуверт**
Анализ результатов экспериментальных исследований по определению поверхностного и межфазного натяжений водных растворов ПАВ ... 62
- Nwizug-bee Leyii Kluivert**
Analysis of the results of experimental studies to determine the surface and interfacial tensions of aqueous surfactant solutions
- Коновалов А.В., Савенок О.В., Демченко А.В.**
Перспективы разработки и методы интенсификации добычи нефти Северо-Тимиргинского месторождения 79
- Konovalov A.V., Savenok O.V., Demchenko A.V.**
Development prospects and methods for intensifying oil production on the Severo-Timirginskoye field
- Корюков В.С., Савенок О.В., Березовский Д.А.**
Анализ текущего состояния и перспективы доработки сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения 109
- Koryukov V.S., Savenok O.V., Berezovskiy D.A.**
Analysis of the current state and prospects for further development of the cenoman gas deposit of the Komsomolskoye field
- Котельников А.С.**
Разведка и разработка морских месторождений нефти и газа 130
- Kotel'nikov A.S.**
Exploration and development of offshore oil and gas fields

Крылосов А.А., Савенок О.В., Кусов Г.В.
Анализ применения установки «Хитер-Тритер»
в системе подготовки скважинной продукции на месторождении Монги 145

Krylosov A.A., Savenok O.V., Kusov G.V.
Analysis of the application of oil, gas and water separator «Hiter-Triter»
in the system of preparation of wells production on the Mongi field

Кусов Г.В., Поварова Л.В.
Анализ состояния рынка нефти
и возможные пути его развития в современном мире 164

Kusov G.V., Povarova L.V.
Analysis of the state of oil market and possible ways
of its development in the modern world

Мостовой В.А., Савенок О.В.
Телеметрическое сопровождение при бурении горизонтальных скважин 178

Mostovoy V.A., Savenok O.V.
Telemetry tracking when drilling horizontal wells

Петрушин Е.О., Арутюнян А.С.
Анализ эффективности проведения оптимизации добывающих скважин,
оборудованных УЭЦН, на Талаканском месторождении 201

Petrushin E.O., Arutyunyan A.S.
Analysis of the effectiveness of the optimization of production wells equipped
with electric centrifugal pump installation on the Talakanskoye field

Шерстюченко Е.Н.
Геолого-промысловое и технико-экономическое
обоснование вариантов разработки Чумаковского месторождения 224

Sherstyuchenko E.N.
Geological and feasibility study of development options for the chumakovskoye field

Яковлев А.Л.
Техника и технология геофизических методов
исследования скважин на приобском месторождении
и анализ возможного применения
электрического каротажа перед проведением работ
по повышению нефтеотдачи 251

Yakovlev A.L.
Equipment and technology of geophysical methods
for well testing on the priobskoye field
and analysis of the possible use of electrical logging before oil recovery operations

Строительство. Транспорт Construction. Transport

Баглай Ф.А., Мысливцева Е.Ю., Надирян С.Л.
Виды перевозок в Российской Федерации 275

Baglay F.A., Myslivcova E.Yu., Nadiryan S.L.
Types of transportation in the Russian Federation

| | |
|---|-----|
| Дворная З.Л. Перспективы применения полимерной композитной арматуры в строительстве | 282 |
| Dvornaya Z.L. Prospects for the use of composite fittings in construction | |
| Дворная З.Л. Экологические аспекты производства строительных материалов | 285 |
| Dvornaya Z.L. Environmental aspects of production building material | |
| Дворная З.Л., Леонова А.Н. Достоинства и недостатки различных методов усиления железобетонных колонн ... | 287 |
| Dvornaya Z.L., Leonova A.N. Advantages and disadvantages of various methods strengthening of reinforced concrete columns | |
| Иванов В.В., Нагорный В.В. К вопросу об организации деятельности автомобилей скорой помощи | 290 |
| Ivanov V.V., Nagorny V.V. On the organization of ambulance cars | |
| Изюмский А.А., Лыкасов А.С. К вопросу создания интеллектуальной транспортной системы | 292 |
| Izyumsky A.A., Lykasov A.S. On the issue of creating an intelligent transport system | |
| Коновалова Т.В., Скляр Ю.Ю. Повышение экологической безопасности транспортных потоков (на примере города Лабинска) | 298 |
| Konovalova T.V., Sklyarov Y.Y. Improving the environmental safety of traffic flows (for example the city of Labinsk) | |
| Коновалова Т.В., Кузьмина М.А., Надирян С.Л. К вопросу обеспечения надежности и безопасности функционирования транспортной системы | 301 |
| Konovalova T.V., Kuzmina M.A., Nadiryan S.L. On the issue of ensuring the reliability and safety of the transport system | |
| Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Миронова Ю.П., Миронова М.П. Повышение доступности транспортных услуг для населения на примере г. Краснодара | 307 |
| Kuzmina M.A., Nadiryan S.L., Mironova Y.P., Mironova M.P. Increasing the availability of transport services for the population on the example of Krasnodar | |
| Романова Т.А., Лобзин В.А., Костюченко И.С., Акопян Г.Т. Современные астрономические методы определения азимута, широты и долготы | 311 |
| Romanova T.A., Lobzin V.A., Kostyuchenko I.S., Akopyan G.T. Modern astronomical methods for determining azimuth, latitude and longitude | |

| | |
|---|-----|
| Петренко Д.В., Петров Н.С., Акопян Г.Т. Инженерно-геодезические изыскания для проектирования сооружений линейного типа | 315 |
| Petrenkov D.V., Petrov N.S., Akopyan G.T. Engineering – geodetic for designing linear type structures | |
| Романова Т.А., Самандасюк Г.В., Слесарев И.А., Акопян Г.Т. Принцип работы и особенности электронных и лазерных нивелиров | 320 |
| Romanova T.A., Samandasyuk G.V., Slesarev I.A., Akopyan G.T. The principle of operation and features of electronic and laser levels | |
| Уторова А.А., Гура Д.А., Акопян Г.Т., Шевелева А.В. Мобильное лазерное сканирование для инженерно-геодезических изысканий при реконструкции или проектировании автомобильных дорог | 324 |
| Utorova A.A., Gura D.A., Akopyan G.T., Sheveleva A.V. Mobile laser scanning for engineering surveying for the reconstruction or design of roads | |
| Храмлюк А.К., Романова Т.А., Акопян Г.Т. Возможности, преимущества и недостатки наземного лазерного сканирования | 327 |
| Khramlyuk A.K., Romanova T.A., Akopyan G.T. Possibilities, advantages and disadvantages of surface laser scanning | |
| Шевелева А.В., Гура Д.А., Акопян Г.Т., Уторова А.А., Пилушенко А.В. Использование ГИС-технологий в процедуре территориального планирования | 331 |
| Sheveleva A.V., Gura D.A., Akopyan G.T., Utorova A.A., Pilyushenko A.V. The use of GIS technologies in the procedure of territorial planning | |

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБРАЗОВАНИИ.....

INNOVATIVE TECHNOLOGIES IN EDUCATION

| | |
|--|-----|
| Романова М.Л., Савченко В.Г., Мишков Д.А., Конonenко Д.И., Бевз Е.А., Березина А.И. Дидактический потенциал народных сказок | 337 |
| Romanova M.L., Savchenko V.G., Mishkov D.A., Kononenko D.I., Bevz E.A., Berezina A.I. Didactic potential of folk tales | |
| Романова М.Л., Савченко В.Г., Мишков Д.А., Конonenко Д.И., Бевз Е.А., Березина А.И. Современные модели поиска эквивалентных народных сказок в информационном пространстве | 341 |
| Romanova M.L., Savchenko V.G., Mishkov D.A., Kononenko D.I., Bevz E.A., Berezina A.I. Modern models search equivalent of folk tales in the information space | |

**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ
И ПРИКЛАДНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC
AND APPLIED
RESEARCHES**

УДК 622.276.41

**ПЕРСПЕКТИВЫ ДОРАЗРАБОТКИ
КОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ ГАЗА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ**

**PROSPECTS FOR FURTHER DEVELOPMENT
OF THE KORTOVSKOYE FIELD USING HIGH-PRESSURE GAS
INJECTION TECHNOLOGY**

Даценко Елена Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aldac@mail.ru

Орлова Инна Олеговна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет,
assoletta77@mail.ru

Авакимян Наталья Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры общей математики,
Кубанский государственный
технологический университет
avnatali@mail.ru

Аннотация. В статье приведена геолого-физическая характеристика месторождения, выполнен анализ состояния разработки и проанализировано сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Выполнен анализ выработки запасов нефти эксплуатационного объекта. Приведён анализ геолого-технических мероприятий с определением их технологической эффективности. Установлено, что в настоящее время энергетическая ситуация на месторождении неудовлетворительная. Для устранения определённых рисков по уровню добываемой нефти и наиболее полной выработки остаточных извлекаемых запасов необходимо предусмотреть организацию системы ППД с целью рациональной разработки месторождения. Для интенсификации процесса разработки также необходимо уплотнить сетки добывающих скважин и провести ряд геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: характеристика состояния разработки месторождения; анализ структуры фонда скважин; анализ текущего состояния разработки месторождения; анализ энергетического состояния объекта разработки; анализ выработки запасов нефти чокракских отложений; применение методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов; рекомендации по эксплуатации объекта.

Datsenko Elena Nikolaevna

Candidate of Technical sciences,
Associate Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
aldac@mail.ru

Orlova Inna Olegovna

Candidate of Technical sciences,
Associate Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
assoletta77@mail.ru

Avakimyan Natalya Nikolaevna

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

Annotation. The article presents the geological and physical characteristics of the field, analyzes the development status and analyzes the design and actual development indicators. The analysis of the development of oil reserves of an operational object is performed. The analysis of geological and technical measures with the definition of their technological efficiency. It is established that at present the energy situation in the field is unsatisfactory. To eliminate certain risks in terms of the level of oil produced and the most complete production of residual recoverable reserves, it is necessary to provide for the organization of the reservoir pressure maintenance system in order to develop the field rationally. To intensify the development process, it is also necessary to compact the grids of production wells and carry out a number of geological and technical measures.

Keywords: a characteristic of the state of development of the field; analysis of the well stock structure; analysis of the current status of field development; analysis of the energy state of the object of development; analysis of the development of oil reserves Chokrak deposits; the use of methods for the intensification of oil production and enhanced oil recovery; recommendations for the operation of the object.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Кортовское месторождение расположено на территории Шалинского района Чеченской республики, в 10 км к востоку от г. Грозного (рис. 1). По территории месторождения проходит федеральная автомагистраль Ростов – Баку, связывающая месторождение с г. Грозным и другими населёнными пунктами.

В орографическом отношении район месторождения является восточным окончанием Ново-Грозненского хребта, который включает в себя три возвышенности. Кортовское месторождение расположено в пределах двух из них.

Рельеф одной возвышенности характеризуется гладкими очертаниями. Наиболее высокая отметка 233,5 м. Рельеф другой представляет собой плоскогорье с наивысшей отметкой 238,7 м.

Гидрографическая сеть представлена рекой Аргун. На территории месторождения берега реки крутые обрывистые.

Залежь нефти пласта XXIII чокракского возраста приурочена к восточной части антиклинальной складки. В целом структура представляет собой антиклинальную складку, осложнённую многочисленными нарушениями. Ось складки протягивается с северо-запада на юго-восток. Складка имеет ассиметричное строение. Южное крыло крутое, а северное – пологое. Южное крыло складки осложнено разрывом надвигового типа. Амплитуда тектонического нарушения изменяется от 50 до 450 м.

Тектоника Кортовского участка несколько более сложная по сравнению с западной частью структуры. В районе реки Аргун складка погружается на юго-восток под углом 8°.

В присводовой части установлено наличие надвига, плоскость которого падает под углом 75° к северу, а затем с глубиной она выполаживается, и углы падения снижаются до 15–20°. Северное пологое крыло (углы падения 8–10°) надвинуто на крутое южное.

По данным бурения скважины № 8 и результатам испытания скважин №№ 51, 55 и 23 проводится разрыв. Северная часть периклинали надвинута на южную. Амплитуда разрыва колеблется в пределах 30–35 м.

Таким образом, складка представляет собой довольно сложно построенную структуру, осложнённую тектоническими нарушениями (рис. 2 и 3).

Основные этапы проектирования разработки Кортовского месторождения

Кортовское нефтяное месторождение было открыто в 1957 году по результатам поисково-разведочного бурения. Промышленный приток нефти был получен из XXIII пласта чокракского горизонта в скважине № 5.

История проектирования месторождения насчитывает 16 документов.

На первых этапах разработку Кортовского месторождения предусматривалось осуществлять с применением законтурного заводнения пласта. Однако закачка воды в условиях месторождения ввиду практического отсутствия приёмистости нагнетательных скважин не реализовывалась. Скважины эксплуатировались на естественном режиме истощения.

Для увеличения нефтеотдачи XXIII пласта Кортовского месторождения было предложено осуществлять закачку углеводородного газа высокого давления. Нагнетание газа под высоким давлением началось в 1978 году и продолжалось до 1992 года. В период с 1995 по 2003 гг. месторождение находилось в бездействии. За всю историю разработки месторождения рассматривались варианты воздействия на пласт, различающиеся сетками скважин и объёмами нагнетаемого агента.

Расстояние между рядами скважин принималось с учётом того, что эффективность вытеснения нефти до прорыва газа увеличивается с ростом длины участка вытеснения.

Были применены следующие системы размещения скважин – очаговая (сетка скважин 1000×600 м, плотность сетки скважин (ПСС) – 60 га/скв.); площадная (сетка скважин 600×600 м, ПСС – 36 га/скв.); избирательная.

Первоначально закачка газа осуществлялась в верхнюю часть залежи с размещение рядов эксплуатационных скважин в пониженных участках. Затем были рассмотрены варианты очаговой и площадной закачки сухого и обогащенного газа при площадной системе размещения скважин. В качестве наиболее эффективного был принят вариант с площадным нагнетанием обогащённого газа.

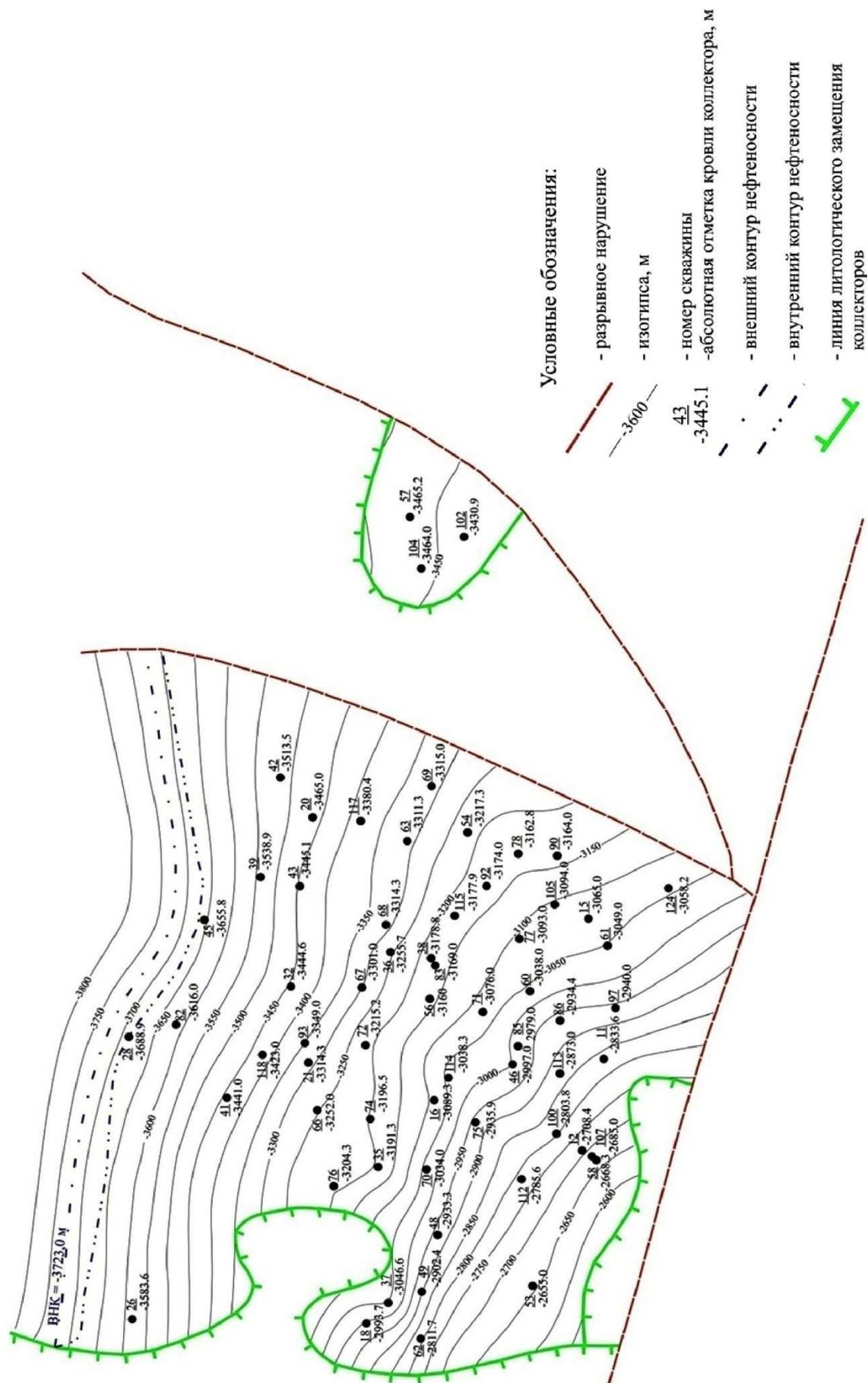


Рисунок 3 – Структурная карта кровли XXIII пласта чокракских отложений

В 2015 году был выполнен «Технологический проект разработки Кортковского нефтяного месторождения». На месторождении предполагалось выделение одного объекта разработки, доработка которого осуществлялась существующим фондом скважин (с проведением комплекса ГТМ на скважинах), также предполагалось бурение двенадцати добывающих скважин; система разработка – избирательное размещение скважин с очаговой закачкой газа высокого давления. Достижение КИН – 0,455; $K_{охв}$ – 0,583; $K_{выт}$ – 0,780.

Характеристика состояния разработки месторождения в целом

По состоянию на 01.01.2017 г. фактическая накопленная добыча нефти составляет 5069 тыс. тонн. Накопленная добыча жидкости – 5227,5 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,185 при утверждённом 0,186.

Динамика технологических показателей разработки чокракских отложений Кортковского месторождения показана на рисунке 4.

Разработка чокракских отложений Кортковского месторождения началась в 1957 году запуском в добычу скважины № 5. Исторически на месторождении обозначаются два временных периода массового ввода новых скважин в добычу.

Первый период с 1959 по 1974 гг. с пиком ввода в 1965 году, когда было введено 6 скважин. Пик добычи нефти за первый временной период был достигнут в 1969 году, и составил 156 тыс. тонн, при этом обводнённость продукции составила 6 %.

Второй период массового разбуривания осуществлялся с 1980 по 1992 гг. с пиком в 1985-1986 гг., когда из бурения вводилось по 6 скважин в год. Во время второго временного периода в связи с проведением закачки газа также вводились в работу и газонагнетательные скважины. Благодаря закачке газа высокого давления пик добычи нефти за второй временной период стал максимальным за всю историю разработки месторождения, он был достигнут в 1989 году и составил 233 тыс. тонн, при этом обводнённость продукции составила около 1 %.

Закачка газа осуществлялась на месторождении с 1980 по 1994 гг., а с начала 1996 года разработка месторождения была прекращена. Начиная с 2006 года и по настоящее время, проводится ввод месторождения из бездействия периода 1997–2005 гг. Проводятся мероприятия по вводу скважин из бездействия, часто осложнённое плохим техническим состоянием скважин. Также проводятся операции по оптимизации насосного оборудования, работы по перфорации и реперфорации, ОПЗ горячей нефтью. В 2013 году достигнута добыча нефти 108 тыс. тонн, что соответствует периоду 1972–1973 гг. Начиная с 2014 года, происходит падение добычи нефти с 88 до 57 тыс. тонн в 2016 году. Небольшая доля воды в добываемой продукции присутствует, но незначительна и достигла 2,6 % в 2016 году.

Максимальное значение среднегодового дебита нефти чокракских отложений Кортковского месторождения составило 29,6 тонн/сут., на четвёртый год разработки первыми тремя добывающими скважинами. В дальнейшем наблюдается снижение дебитов нефти. С 1982 до 1990 гг. – повышение дебитов нефти (период закачки газа высокого давления), затем – постепенное снижение дебитов нефти до 5,2 тонн/сут. в 1996 году. В годы повторного ввода месторождения в разработку дебиты нефти изменялись с 7,5 тонн/сут. в 2006 году до 3,4 тонн/сут. в 2010 году. Благодаря оптимизации оборудования скважин, наблюдается увеличение дебитов до 4,5 тонн/сут. в 2011 году и 7 тонн/сут. в 2012 году, т.е. достигнут уровень дебитов 1994–1995 гг. при действующем фонде добывающих скважин, как в 1984–1985 гг. В последние два года наблюдается падение добычи нефти связанное с падением пластового давления.

Система ППД чокракских отложений Кортковского месторождения начала формироваться в 1980 году закачкой газа в скважины №№ 29, 59 и 107. Максимальная средняя приёмистость закачки газа в 1981 году составила 94,8 тыс. м³/сут.

Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

По состоянию на 01.01.2017 г. пробуренный фонд скважин на месторождении составляет 124 единицы: пробурено 48 разведочных и оценочных скважин, 74 добывающие скважины и 2 нагнетательные.

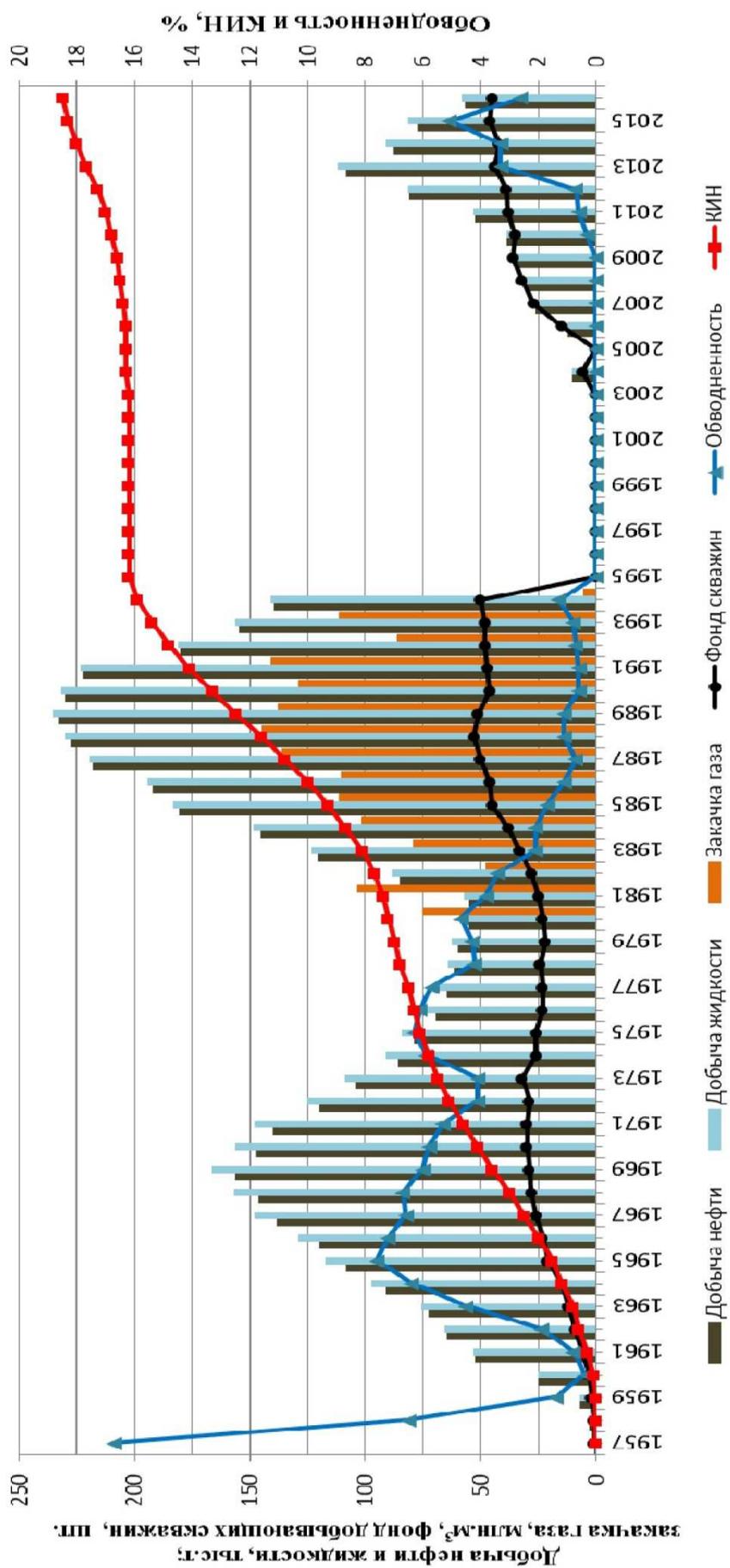


Рисунок 4 – Динамика добычи нефти, жидкости и закачки газа на Кортовском месторождении

За всю историю разработки в эксплуатации чокракских отложений Кортковского месторождения перебивало 89 скважин: 81 скважина исключительно в добыче, 2 скважины исключительно в закачке газа, и ещё 6 скважин участвовали в добыче нефти и последующей закачке газа. Характеристика фонда скважин представлена в таблице 1. Распределение фонда скважин представлено на рисунке 5.

Таблица 1 – Характеристика фонда скважин чокракских отложений Кортковского месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

| Наименование | Характеристика фонда скважин | Чокракские отложения Кортковского месторождения |
|-----------------------------|---|---|
| Фонд добывающих скважин | Пробурено | 122 |
| | Всего | 115 |
| Фонд добывающих скважин | в том числе: | |
| | – действующие | 37 |
| | из них: фонтанные | |
| | ЭЦН | 25 |
| | ШГН | 12 |
| | бездействующие | 8 |
| | контрольные (наблюдательные и пьезометрические) | 16 |
| | переведены под закачку | 7 |
| | в ожидании ликвидации | 1 |
| | ликвидированные | 52 |
| Фонд нагнетательных скважин | Пробурено | 2 |
| | Переведены из добывающих | 7 |
| | Всего | 9 |
| | в том числе: | |
| | под закачкой | |
| | наблюдательные | 8 |
| | ликвидированные | 1 |

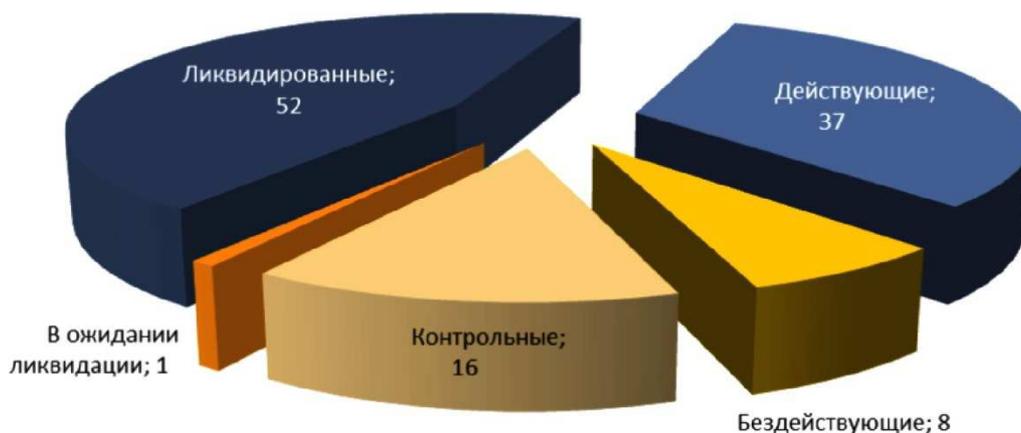


Рисунок 5 – Распределение фонда скважин чокракских отложений Кортковского месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

На текущую дату в добывающем фонде числятся 115 скважин, однако 34 из них в добыче участия не приняли и были ликвидированы (в основном по геологическим причинам). В нагнетательном фонде числятся 9 скважин (7 скважин были переведены из добывающего фонда в процессе разработки, ещё 2 скважины были пробурены как нагнетательные, причём одна из них была позже ликвидирована по геологическим причинам и в разработке участия не приняла).

В действующем добывающем фонде числятся 37 скважин.

На рассматриваемую дату весь действующий фонд добывающих скважин механизирован, 68 % действующих добывающих скважин оборудованы электроцентробежными насосами, 32 % – штанговыми установками.

За 2016 год на долю скважин, оборудованных ШГН, приходится 8 % всей добываемой нефти месторождения; на долю скважин, оборудованных ЭЦН – 92 %. Распределение скважин по дебитам приведено в таблице 2 и на рисунке 6.

Таблица 2 – Распределение скважин по дебитам нефти, жидкости и способам добычи

| ЭЦН | Кол-во скважин | ШГН | Кол-во скважин |
|-----------------|----------------|-------------------|----------------|
| 5–10 тонн/сут. | 9 | 0,1–0,5 тонн/сут. | 1 |
| 10–15 тонн/сут. | 12 | 0,5–1 тонн/сут. | 5 |
| 15–20 тонн/сут. | 4 | 1–1,5 тонн/сут. | 6 |
| Всего | 25 | – | 12 |

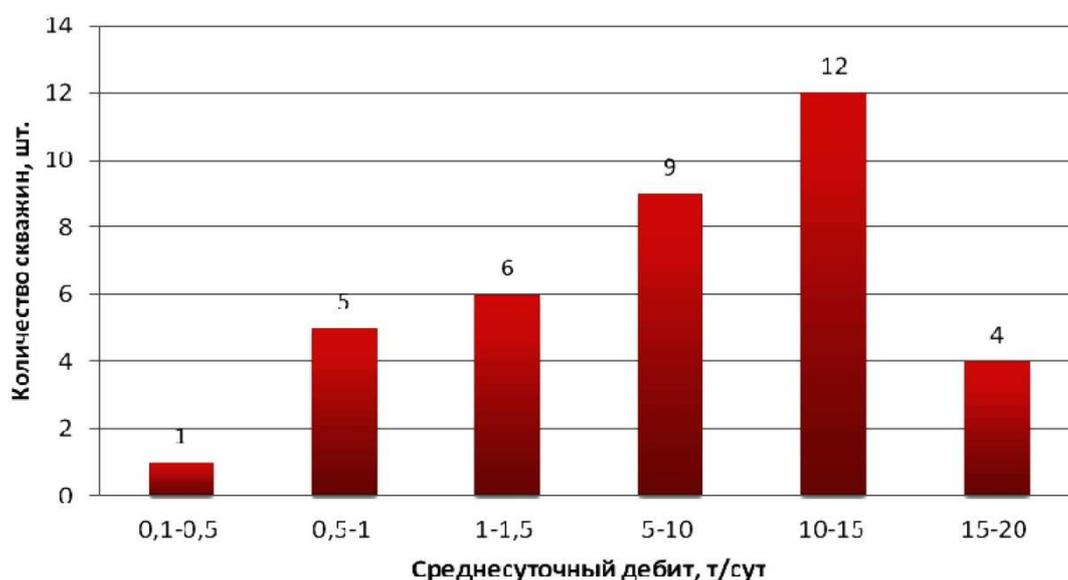


Рисунок 6 – Распределение скважин по дебитам нефти

Анализ дебитов скважин по способам эксплуатации на 01.01.2017 г. показывает, что средний дебит нефти скважин, работающих на УЭЦН, составляет 11,5 тонн/сут., на ШГН – 1,0 тонн/сут.

Схема размещения действующих скважин с учётом способам эксплуатации представлена на рисунке 7.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Сопоставление фактических показателей разработки XXIII пласта чокракских отложений Кортковского месторождения проводилось с проектными, утверждёнными на соответствующие периоды.

В таблице 3 приведены расхождения фактических показателей с проектными, а в таблице 4 приведено сравнение проектных и фактических показателей за пять последних лет разработки.

Сопоставление проектных и фактических показателей за 2012-2016 гг. показывает, что в 2012 году фактическая добыча нефти опережает на 7,9 тыс. тонн (10,8 %) проектное значение. Фактический дебит по нефти составил 7,0 тонн/сут., что на 2,8 тонн/сут. выше проектного значения. Фактическая обводнённость (0,7 %) действующего фонда скважин была ниже проектного значения на 0,3 %. Фактическая обводнённость отставала от проектного значения на 0,3 %.

Таблица 4 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработок чокракских отложений Кортовского месторождения

| Показатели | 2012 | | 2013 | | 2014 | | 2015 | | 2016 | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | проект | факт |
| Добыча нефти всего, тыс. тонн | 73,0 | 80,9 | 107,7 | 108,4 | 116,4 | 88,0 | 78,5 | 77,3 | 81,0 | 56,8 |
| Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн | 4740,0 | 4738,8 | 4846,7 | 4847,2 | 4958,7 | 4935,2 | 5014,0 | 5012,4 | 5095,0 | 5069,2 |
| Ввод добывающих скважин, всего, шт. | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Выбытие добывающих скважин, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 0 | 0 | 5 |
| Фонд добывающих скважин на конец года, шт. | 50 | 39 | 51 | 44 | 54 | 42 | 45 | 42 | 46 | 37 |
| Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт. | 50 | 38 | 50 | 44 | 53 | 42 | 44 | 42 | 45 | 37 |
| Ввод нагнетательных скважин, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Выбытие нагнетательных скважин, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Средний дебит по нефти действующих скважин, тонн/сут. | 4,2 | 7,0 | 6,8 | 7,8 | 6,4 | 9,7 | 4,8 | 5,4 | 4,6 | 4,8 |
| Средний дебит жидкости добывающих скважин, тонн/сут. | 4,2 | 7,0 | 6,9 | 8,0 | 6,5 | 10,0 | 5,6 | 5,7 | 5,2 | 4,9 |
| Средняя обводнённость продукции действующего фонда скважин, % | 1,1 | 0,7 | 1,9 | 3,3 | 2,0 | 3,3 | 14,8 | 5,14 | 11,2 | 2,6 |
| Добыча жидкости, тыс. тонн | 73,8 | 81,5 | 109,8 | 112,1 | 118,8 | 91,0 | 92,1 | 81,5 | 91,2 | 58,3 |
| Добыча жидкости с начала разработки, тыс. тонн | 4937,0 | 4884,7 | 4994,8 | 4996,8 | 5113,6 | 5087,8 | 5180,0 | 5169,3 | 5271,2 | 5227,5 |
| Закачка газа, тыс. м ³ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закачка газа с начала разработки, млн м ³ | 1929 | 1521,9 | 1521,9 | 1521,9 | 1521,9 | 1522 | 1521,9 | 1521,9 | 1521,9 | 1521,9 |
| Компенсация отбора жидкости закачкой газа, % | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Компенсация отбора с начала разработки, % | 25,5 | 94,2 | 92,3 | 92,2 | 90,1 | 90,6 | 72,8 | 89,2 | 71,8 | 88,2 |
| Добыча растворённого газа, млн м ³ | 8,8 | 29,5 | 13,8 | 17,7 | 14,9 | 16,4 | 10,0 | 11,0 | 10,4 | 7,0 |
| Добыча растворённого газа с начала разработки, млн м ³ | 615,0 | 636,1 | 649,8 | 653,8 | 664,7 | 670,2 | 680,0 | 681,2 | 690,4 | 688,2 |
| Использование растворённого газа, млн м ³ | 8,5 | 17,70 | 13,2 | 14,83 | 14,5 | 13,45 | 9,7 | 10,65 | 10,1 | 6,65 |
| Уровень использования растворённого газа, % | 97 | 60 | 96,0 | 83,8 | 97,0 | 82 | 97,0 | 96,8 | 97,0 | 95 |

Фактическая добыча нефти в 2013 году опережает проектное значение на 0,7 тыс. тонн (0,6 %), а в 2014 году отстаёт на 28,4 тыс. тонн (24,4 %). Фактический дебит по нефти в 2013 году выше проектного значения на 1,0 тонн/сут. (14,4 %), в 2014 году – на 3,5 тонн/сут. (53,8 %). Фактическая обводнённость в 2013–2014 гг. выше проектного значения на 1,4 % и 1,3 % соответственно.

Фактическая добыча нефти в 2015 году отстаёт от проектного значения на 1,2 тыс. тонн (1,6 %), в 2016 году на 24,2 тыс. тонн (29,9 %). Фактический дебит по нефти в 2015 году выше проектного значения на 0,1 тонн/сут. (1,8 %), а в 2014 году – ниже на 0,3 тонн/сут. (5,8 %). Фактическая обводнённость в 2015–2016 гг. ниже проектного значения на 9,6 и 8,6 % соответственно.

Сравнение проектных и фактических уровней добычи нефти и жидкости представлено на рисунке 8.

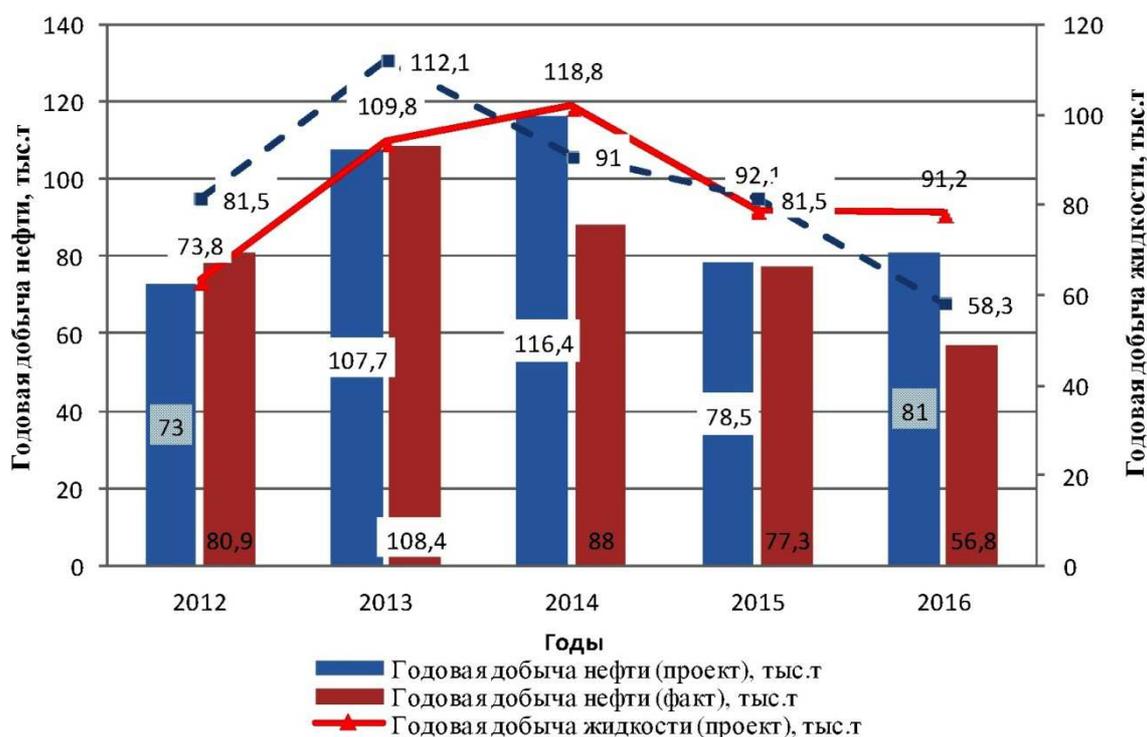


Рисунок 8 – Сравнение проектных и фактических уровней добычи нефти и жидкости

Так как и проектная, и фактическая доля воды в жидкости незначительна, фактическая и проектная добыча жидкости за рассматриваемые периоды имеет ту же тенденцию изменения, которая наблюдалась по отборам нефти.

Превышение добычи нефти и жидкости в 2014–2015 гг. получено из-за оптимизации насосного оборудования (замены ШГН на ЭЦН) и ВБД, а в 2014 году снижение добычи нефти произошло за счет остановки скважин, которые находятся за пределами лицензионного участка.

Превышение фактических значений дебитов нефти над проектными в 2014–2016 гг. достигнуто в результате проведённых ГТМ: ИДН (перевод ШГН на УЭЦН), ОПЗ и реперфораций. Сравнение проектных и фактических дебитов нефти и обводнённости представлено на рисунке 9.

Расхождение в фонде скважин объясняется меньшей интенсивностью вывода скважин из бездействующего фонда, связанной со сложностью проводимых КРС и успешностью их ввода в эксплуатацию, а также за счёт остановки скважин, не проведённым ЗБС, запланированным в последнем проектном документе. Сравнение проектного и фактического фонда скважин представлено на рисунке 10.

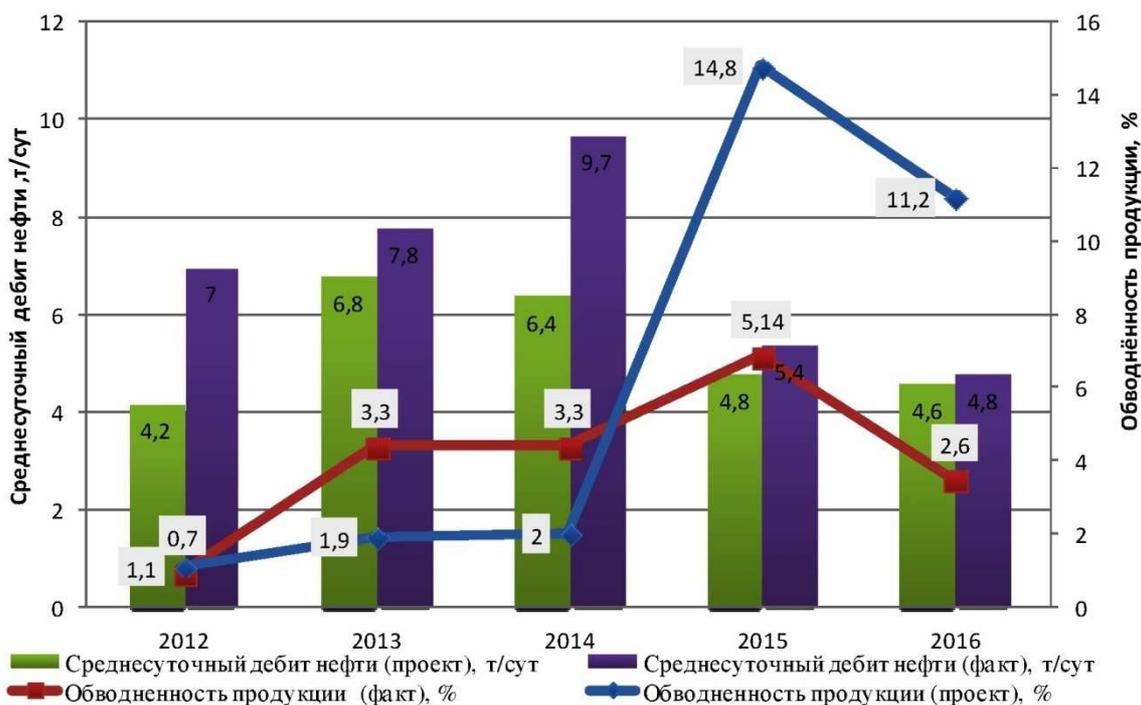


Рисунок 9 – Сравнение проектных и фактических дебитов нефти и обводнённости

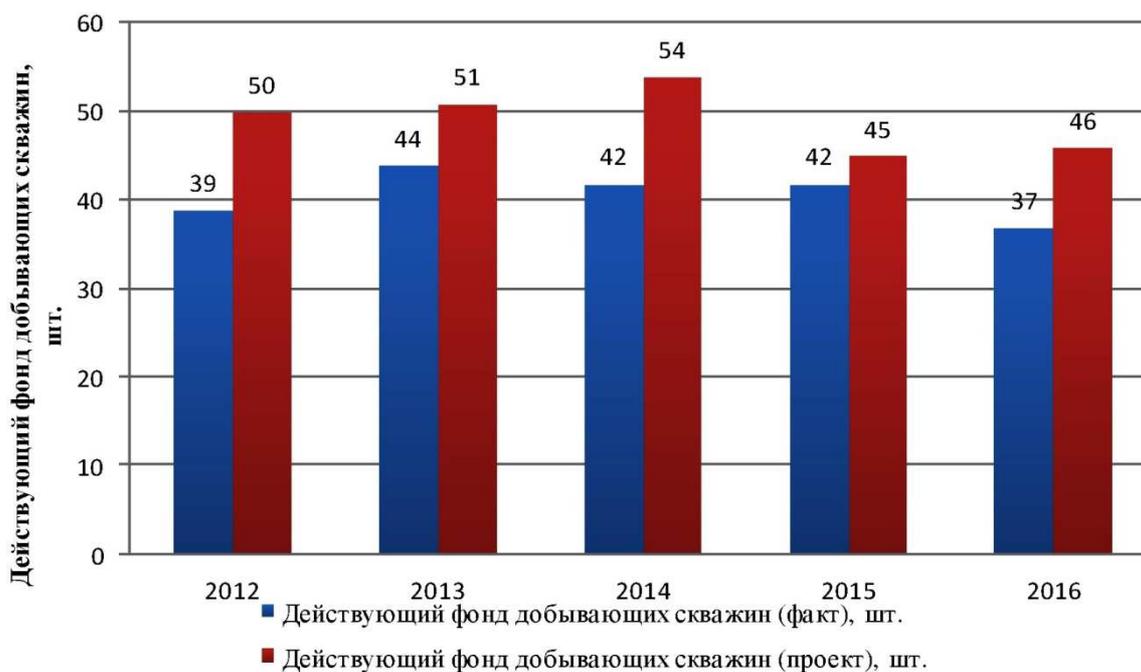


Рисунок 10 – Сравнение проектного и фактического фонда скважин

Анализ текущего состояния разработки месторождения

Современное состояние разработки чокракских отложений Кортковского месторождения показано на картах накопленных (рис. 11) и текущих отборов (рис. 12). Все скважины, работавшие на месторождении, имеют либо безводную накопленную продукцию, либо наличие небольшой доли воды. При этом часто обводнённость при эксплуатации скважин уменьшалась. Часто скважины, работавшие с небольшой долей воды в продукции, находятся в центре залежи и окружены скважинами с безводной добычей. Учитывая отсутствие закачки воды на месторождении, можно предположить присутствие во вскрытых толщинах небольших изолированных водонасыщенных прослоев.

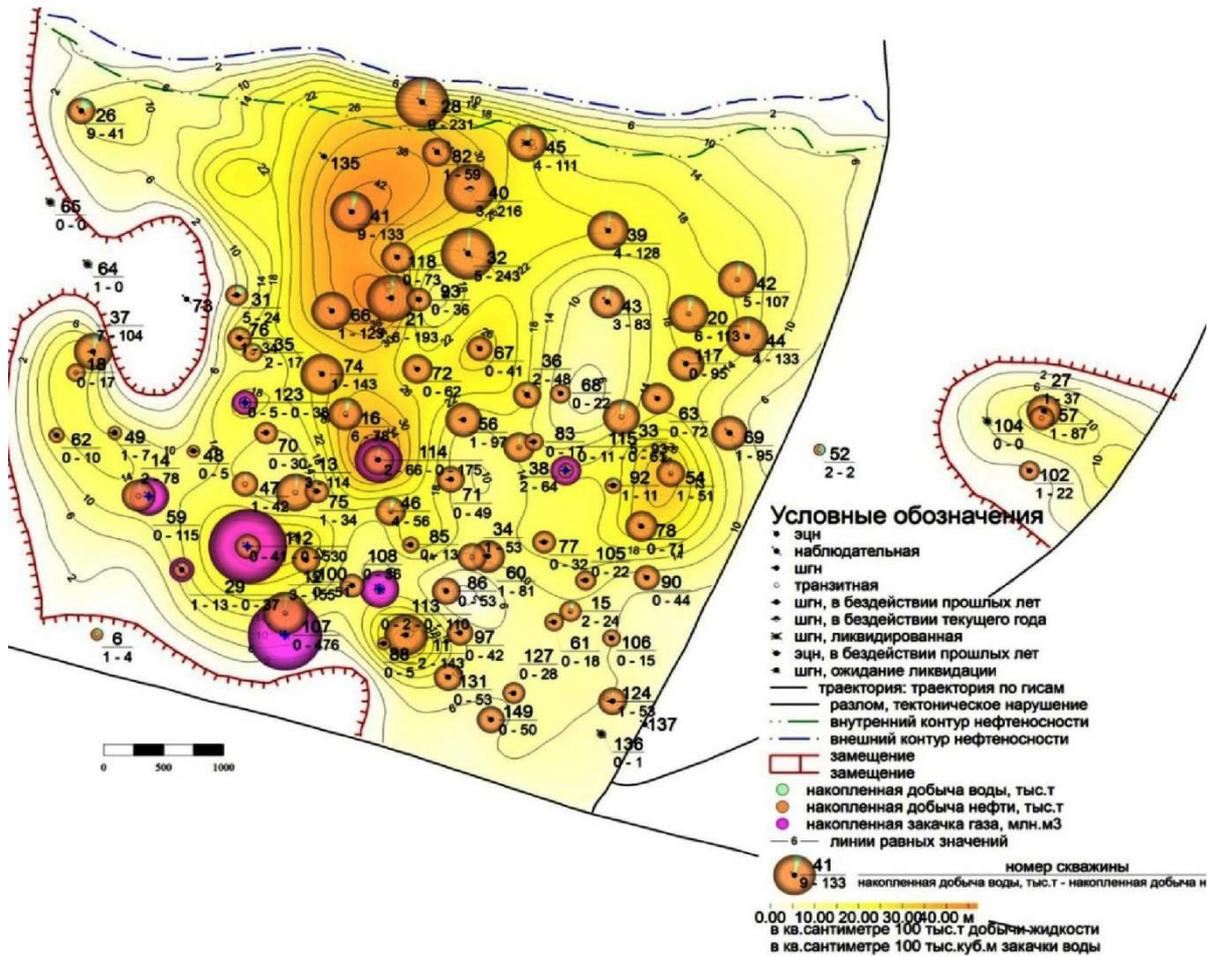


Рисунок 11 – Карта накопленных отборов нефти Kortovskogo месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

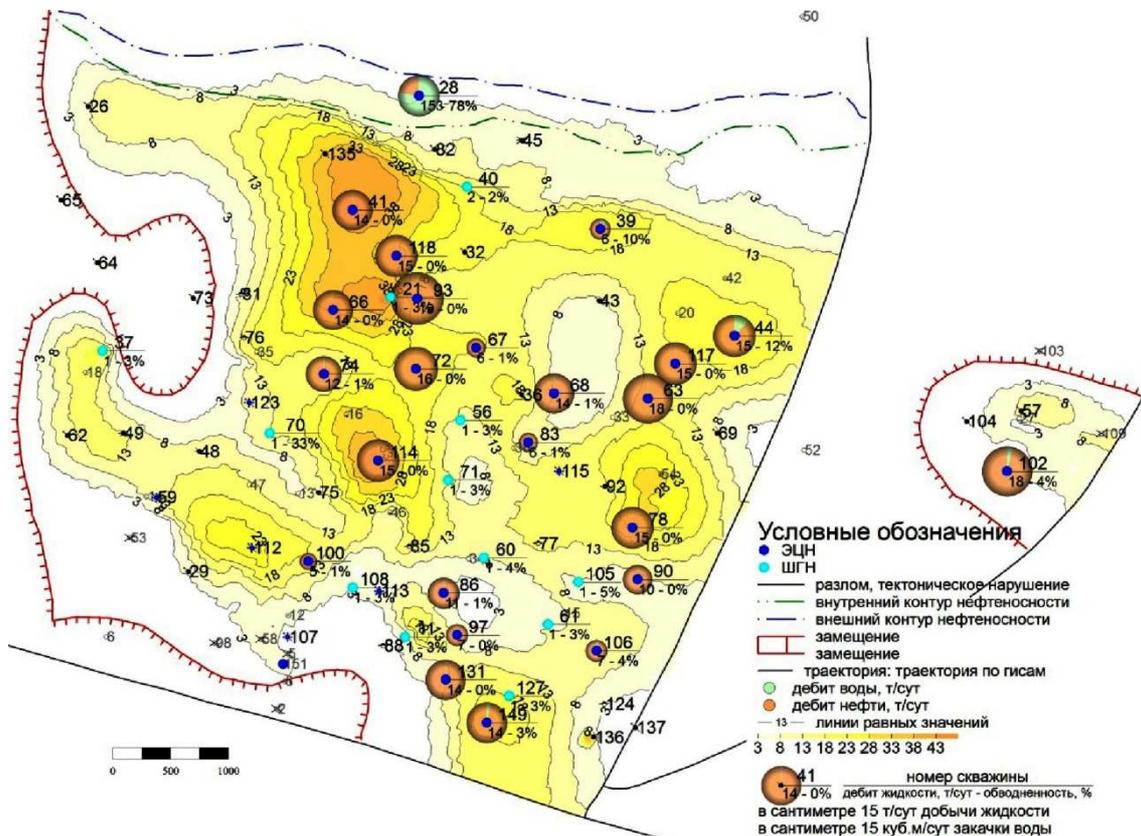


Рисунок 12 – Карта текущих отборов нефти Kortovskogo месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

Анализ энергетического состояния объекта разработки

Активный мониторинг энергетического состояния продуктивных залежей чокракских отложений Кортковского месторождения проводился с 1961 по 1989 гг.

Всего за весь период разработки месторождения было проведено 60 исследований по прямым замерам пластового давления в призабойных зонах добывающих скважин.

Согласно полученным данным пластовое давление в призабойной зоне пласта не приближалось к величине давления насыщения нефти газом. Минимальное значение пластового давления 19,6 МПа было получено в марте 1979 года, как раз перед началом организации закачки газа. Далее до 1989 года (дата последнего качественного замера) наблюдается рост пластового давления (рис. 13).

Через 5 лет после последнего замера пластового давления закачка газа была прекращена, а ещё через 2 года разработка месторождения была остановлена.

После прекращения эксплуатации всех скважин в 1996 году на 10 лет замеры пластового давления возобновились в 2005 году. Замеры проводились по единичным скважинам и приводились к отметке минус 3400 м.

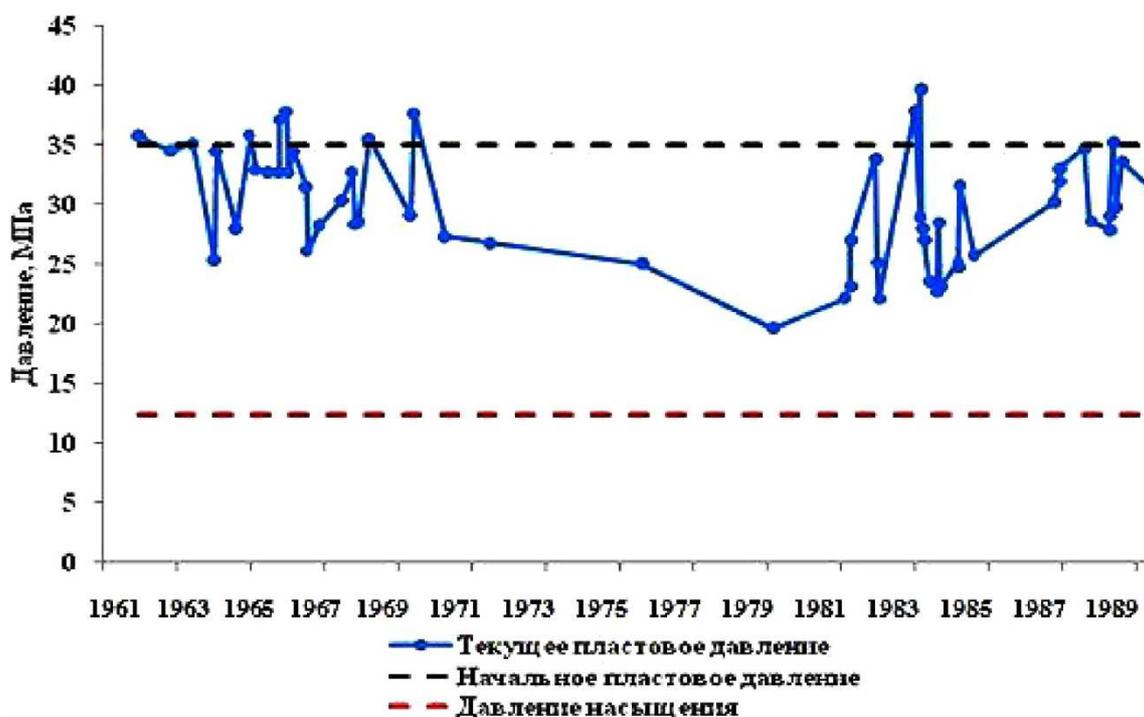


Рисунок 13 – Динамика среднего пластового давления чокракских отложений Кортковского месторождения

По результатам интерпретации КВУ, проведённым в 2016 году по скважинам №№ 97, 69, 76 и 61, замеров статических уровней по скважинам №№ 124, 31, 85, 31, 85 и АД по скважинам №№ 76, 83 и 86, пластовое давление, приведённое к отметке минус 3400 м, составляет в среднем 18,2 МПа.

Карты изобар (на начало разработки, на начало организации закачки ГВД, на момент окончания закачки ГВД и на текущую дату), построенные на основе гидродинамической модели, приведены на рисунках 14–17.

На данных рисунках хорошо видно начальное энергетическое состояние месторождения, состояние перед началом организации закачки ГВД, результат закачки ГВД в 1980–1993 гг. и современная энергетическая ситуация.

Энергетическая ситуация на месторождении на текущий момент неудовлетворительная. Для устранения определённых рисков по уровню добываемой нефти необходимо предусмотреть организацию системы ППД с целью рациональной разработки месторождения.

Анализ выработки запасов нефти чокракских отложений Кортковского месторождения

По состоянию на 01.01.2017 г. из чокракских отложений Кортковского месторождения добыто 5069,2 тыс. тонн нефти, что составляет 46,5 % от начальных извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе. Текущий КИН равен 0,185 доли ед. при балансовом 0,397 доли ед.

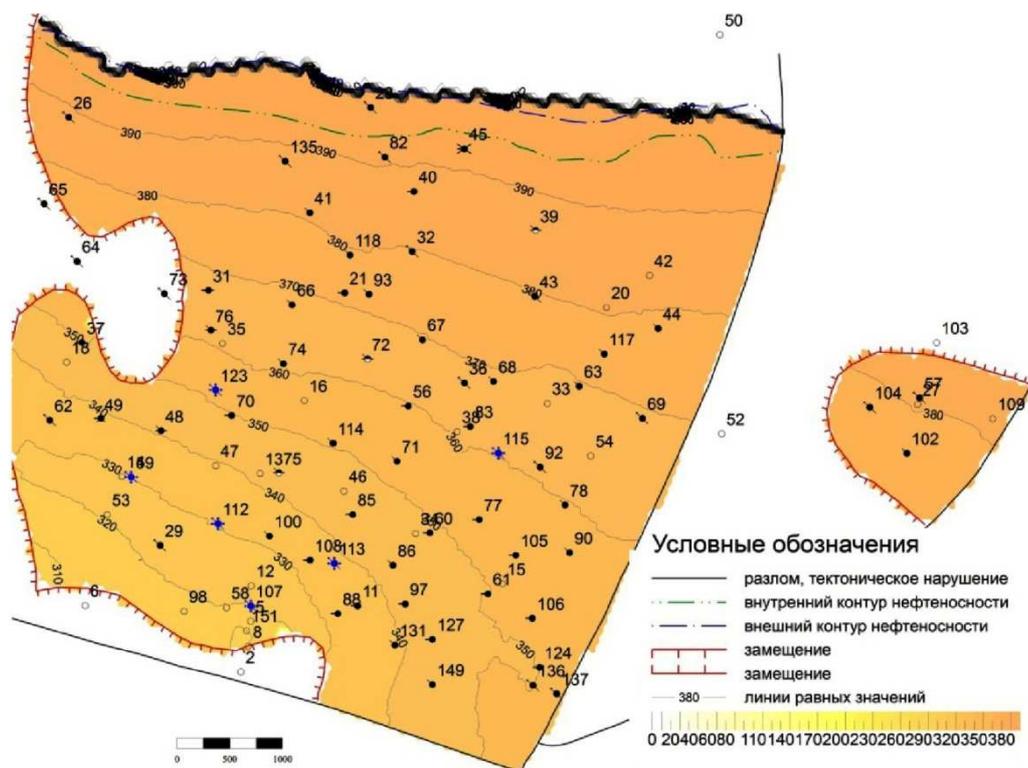


Рисунок 14 – Карта изобар на 01.01.1957 г. (начало разработки месторождения)

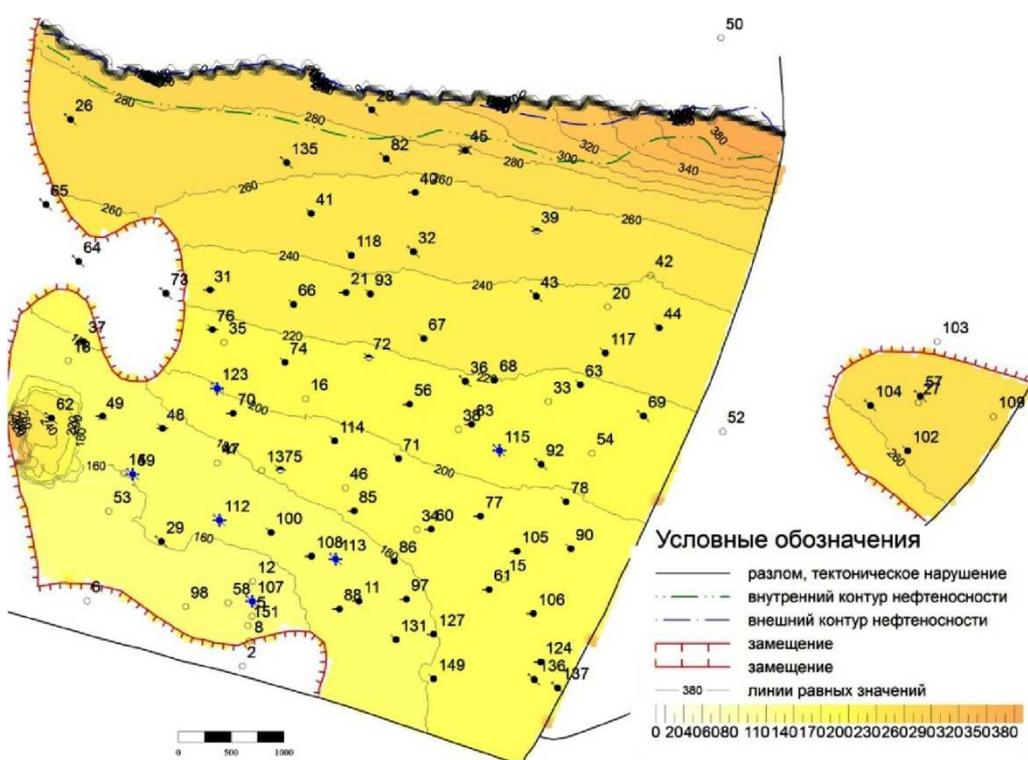


Рисунок 15 – Карта изобар на 01.01.1979 г. (момент начала организации закачки ГВД)

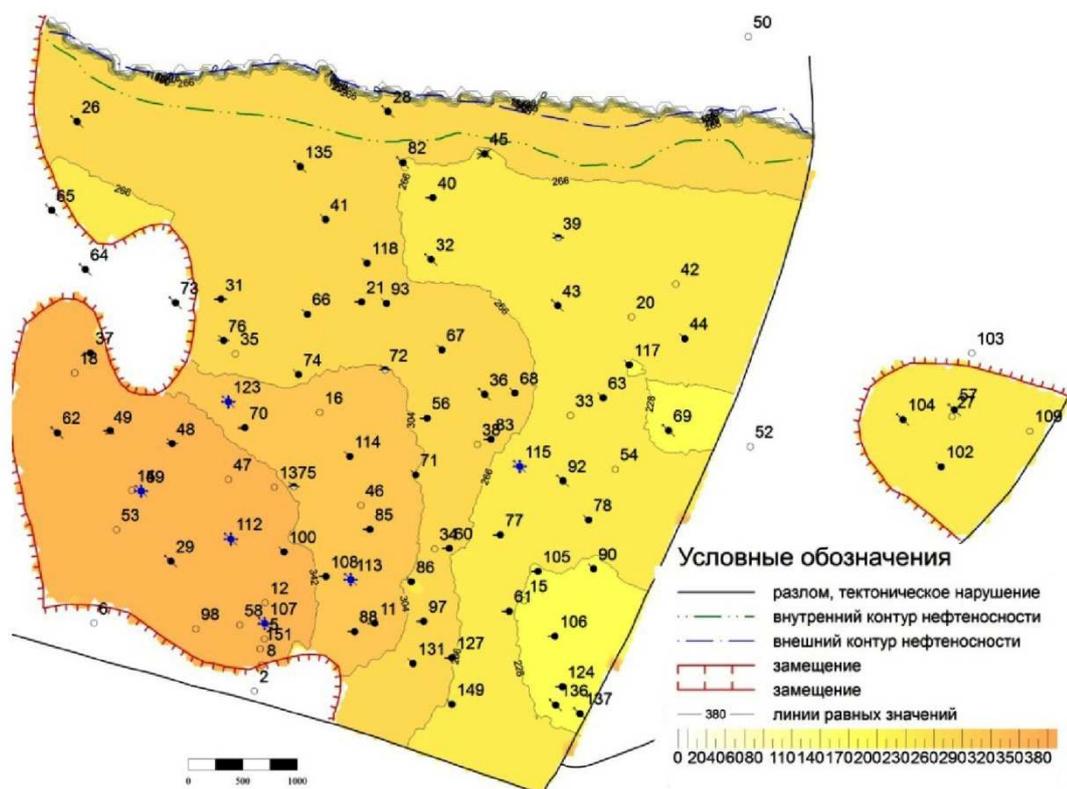


Рисунок 16 – Карта изобар на 01.01.1994 г. (момент окончания закачки ГВД)

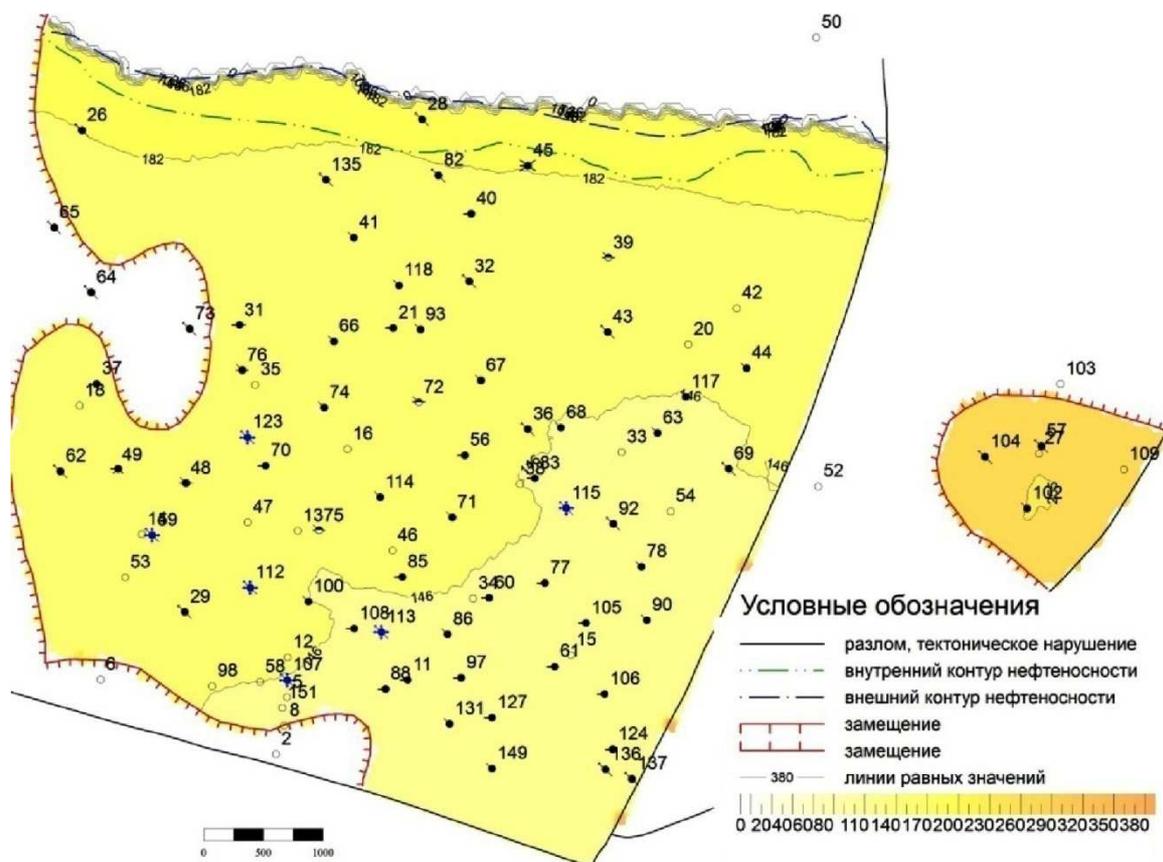


Рисунок 17 – Карта изобар на 01.01.2017 г.

XXIII пласт чокракских отложений состоит из двух залежей: основной залежи и небольшой восточной залежи. Начальные геологические и извлекаемые запасы даны в целом по чокракским отложениям и представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Состояние выработки запасов нефти чокракских отложений Кортковского месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

| Площадь (участок) | месторождение в целом |
|--|-----------------------|
| НГЗ, тыс. тонн | 27 449 |
| Утверждённый КИН, доли ед. | 0,397 |
| НИЗ, тыс. тонн | 10 893 |
| Год ввода в разработку | 1957 |
| Количество скважин, пребывавших в эксплуатации | |
| – добывающих | 87 |
| – нагнетательных | 8 |
| Накопленная добыча на 01.01.2017 г., тыс. тонн | |
| – нефти | 5069,2 |
| – жидкости | 5227,5 |
| Отбор извлекаемых запасов, % | 46,5 |
| Текущий КИН, доли ед. | 0,185 |
| Обводнённость продукции, % | 2,6 |
| Накопленная добыча нефти на 1 скважину, тыс. тонн/скв. | 58,3 |
| ВНФ | 0,031 |
| Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн | 5823,8 |

На 01.01.2017 г. по Кортковскому месторождению начальные геологические запасы составляют 27449 тыс. тонн нефти, начальные извлекаемые запасы 10893 тыс. тонн нефти, утверждённый КИН – 0,397 доли ед. С учётом разбивки запасов на две залежи: на основной залежи начальные геологические запасы составляют 26864 тыс. тонн нефти, начальные извлекаемые запасы – 10661 тыс. тонн нефти. По восточной залежи начальные геологические запасы составляют 585 тыс. тонн нефти, начальные извлекаемые запасы – 232 тыс. тонн нефти.

Анализ эффективности применяемых методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов

История применения методов увеличения нефтеотдачи чокракских отложений Кортковского месторождения включает уникальный метод смешивающегося вытеснения нефти газом высокого давления. На современном этапе технология закачки газа высокого давления (ГВД) заслуживает большого внимания как высокоэффективная технология, применение которой может стать перспективным направлением разработки сложнопостроенных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

Обоснование эффективности вытеснения нефти газом высокого давления применительно к условиям XXIII пласта рассматриваемого месторождения исследовалось на горизонтальной модели пласта длиной 10 м с соблюдением критериев для процессов смешивающегося вытеснения. Нефть XXIII пласта вытеснялась газом, содержащим 15 % объёмных промежуточных компонентов C₂–C₆, при давлении 35 МПа и пластовой температуре +103 °С. Эффективность вытеснения в горизонтальном потоке достигает 78 %, до прорыва нагнетаемого агента из модели извлекли 58 % нефти, суммарное количество нагнетаемого газа составило 1,1–1,3 нефтенасыщенного порового объёма модели пласта.

В результате проведения лабораторных исследований по анализу глубинных проб нефти установлено, что нефть в пластовых условиях имеет высокую недонасы-

ценность газом (при начальном пластовом давлении 37,0 МПа давление насыщения равно всего 12,3 МПа при абсолютном значении газонасыщенности пластовой нефти, равной 84,4 $\text{м}^3/\text{т}$). Предельное давление, при котором происходит эффективный процесс растворения нагнетаемого углеводородного газа, не должно превышать начального пластового давления, равного 37,0 МПа, – это общий закон обеспечения сохранения ресурсов углеводородов в недрах.

В связи с тем, что XXIII пласт погружается в северном направлении под углом 15–18°, были проведены опыты на короткой модели пласта при различных углах наклона модели. Выявлено, что при увеличении угла наклона модели пласта до определённой величины (30°) эффективность вытеснения нефти газом сверху вниз возрастает.

На месторождении проведен промышленный эксперимент по закачке газа высокого давления. С 1979 по 1986 гг. на залежи были сформированы два ряда нагнетательных скважин в верхней области структуры залежи с последовательным вводом под нагнетание газа высокого давления. С 1980 по 1983 гг. под нагнетание осваиваются скважины: №№ 59, 107 и 112; в 1985 году начато нагнетание газа в скважины №№ 113 и 114; в 1986 году в фонд действующих скважин была введена нагнетательная скважина № 115 и в 1987 году – скважина № 123.

По мере наращивания закачанного объема газа в пласт (с положительным текущим балансом) происходило постепенное восстановление пластового давления. При этом наблюдалось последовательное (от ближайших добывающих скважин к нагнетательным) возвращение добывающих скважин на эксплуатацию фонтанным способом добычи продукции.

Первой на нагнетание газа отреагировала скважина № 12, расположенная в 200 м от нагнетательной скважины № 107. Первоначально повышение дебитов нефти наблюдалось в добывающих скважинах наиболее близко расположенных к нагнетательным скважинам. Средний дебит нефти одной добывающей скважины первого ряда к моменту начала закачки газа был равен 3,3 тонн/сут. при среднем дебите одной скважины залежи 7,7 тонн/сут. В 1984 году дебит нефти одной добывающей скважины первого ряда составил 14,6 тонн/сут. при среднем дебите скважины по залежи 12,6 тонн/сут., т.е. скважины первого ряда и залежи в целом стали работать с более высокими дебитами по нефти.

За время осуществления закачки газа высокого давления (ГВД) по отдельным скважинам среднесуточные дебиты нефти достигали 160 тонн/сут.

Наряду с увеличением дебитов нефти происходит рост газовых факторов. Если до внедрения закачки ГВД газовые факторы изменялись от 62 до 143 $\text{м}^3/\text{т}$, то в период закачки газа достигали в отдельных скважинах 800 $\text{м}^3/\text{т}$ и выше. Рост газовых факторов отмечен в скважинах №№ 74 и 108, в 1982 году – в скважинах №№ 46 и 47. В 1981 году газовый фактор начал увеличиваться в скважине № 75. В 1987 году рост газовых факторов отмечен уже в 15 скважинах.

Влияние закачки газа достаточно эффективно отмечается не во всех добывающих скважинах. Часть скважин работает с низкими дебитами. В скважинах №№ 42, 48, 64 и 65 дебиты нефти изменялись от 0,01 до 0,9 тонн/сут. В скважинах №№ 57, 62 и 76 дебиты нефти в течение ряда лет не повышались. В скважинах №№ 26, 39, 61 и 68 дебиты нефти оставались постоянными.

В ходе нагнетания газа высокого давления в XXIII пласт выявлена и негативная закономерность – прорыв газа к добывающим скважинам. Рост газового фактора происходил, прежде всего, в добывающих скважинах, расположенных на структуре выше нагнетательных скважин.

С целью регулирования процесса вытеснения нефти газом высокого давления проводились следующие мероприятия: остановка добывающей скважины № 92, нагнетательной № 115 и ограничение объема нагнетания газа в скважину № 114, что способствовало повышению дебитов нефти в скважинах №№ 36, 69, 74 и 78. Газовый фактор понизился в скважине № 108 с 346 $\text{м}^3/\text{т}$ в январе, до 122 $\text{м}^3/\text{т}$ в июле-августе.

Наибольший объем газа закачан в скважину № 112. Средняя её приёмистость равна 150 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Приёмистость остальных скважин изменялась от 23 до 50 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Забойное давление в нагнетательных скважинах при нагнетании газа составляло 37–39 МПа, а пластовое давление – 32–36 МПа.

Нагнетание газа привело к росту пластового давления, увеличению дебита скважины и снижению обводненности добываемой продукции.

Контроль за изменением дебитов скважин в период 1982–1993 гг. показал, что газ от зоны нагнетания в основном распространяется в направлении скважин №№ 28 и 44.

Вертикальная неоднородность пласта приводит к неравномерному увеличению дебитов скважин по площади залежи. Так, в 1982 году отмечено увеличение дебита с 5,6 до 17 тонн/сут. скважины № 37, тогда как в скважинах №№ 62, 49 и 48, расположенных между зоной нагнетания и скважиной № 37, не произошло заметного увеличения дебитов.

Газ, вытесняя нефть из более проницаемых пропластков, продвигается по ним с более высокой скоростью, чем, по менее проницаемым пропласткам. Поэтому вытесняющий газ появился в некоторых скважинах, удалённых от зоны нагнетания. Средний газовый фактор в скважинах №№ 72 и 93 достиг соответственно 310 и 440 м³/т. В скважинах №№ 66, 63 и 69 газовый фактор изменялся от 200 до 243 м³/т.

Начало повышения газового фактора до 150 м³/т отмечалось и в скважинах №№ 41, 118, 32 и 44, более удалённых от зоны нагнетания.

Площадь, охваченная нагнетаемым газом, состояла из двух участков. Первый участок включал зону нагнетания в повышенной части пласта и простирался до добывающих скважин №№ 66, 72 и 93. Его площадь была определена по данным эксплуатации реагирующих скважин и составляла 5,7 млн м². Второй участок образовался после ввода нагнетательной скважины № 115 в сентябре 1984 года. Площадь этого участка оценивалась в 1,0 млн м². Таким образом, суммарные размеры, охваченной газом площади по состоянию на конец реализации процесса (на 1996 г.) составляли 6,7 млн м². Начальные геологические запасы нефти зоны воздействия составили 9,9 млн м³. Суммарное количество закачанного газа в пласт – 1541,7 млн м³. В абсолютном выражении накопленная закачка газа в пласт по отношению к нефтенасыщенному поровому объёму составляет 0,747.

Таким образом, нагнетание газа высокого давления позволило интенсифицировать добычу нефти, создать условия для фонтанирования реагирующих скважин, вновь ввести в эксплуатацию простаивающие длительное время добывающие скважины. Наряду с очевидными преимуществами, закачка газа выявила и негативные стороны процесса в условиях XXIII пласта. При резкой слоистости и зональной неоднородности коллектора, наличии заметного наклона пласта продвижение нагнетаемого агента происходило неравномерно. Более быстро газ продвигался по прослоям с улучшенными коллекторскими свойствами, что приводило к преждевременному повышению газового фактора в добывающих скважинах, вскрывших эти прослои. Отмечалось также преимущественное продвижение нагнетаемого газа к забоям добывающих скважин, расположенных по структуре выше нагнетательных. Отмеченные особенности и трудности процесса были учтены при организации системы воздействия и разработке мероприятий по регулированию процесса в промысловых условиях.

За период 2008–2009 гг. на месторождении проведён гидроразрыв пласта (ГРП) на 11 скважинах, по двум из них – повторные ГРП. В результате повторных операций ГРП на указанных скважинах технологическая эффективность не была получена.

На скважинах проводятся обработки горячей нефтью с целью очистки от АСПО. За период 2010–2014 гг. на месторождении проведено 744 ОПЗ на добывающих скважинах, ДДН составила свыше 7 тыс. тонн. Рекомендуются продолжить обработки скважин с целью интенсификации добычи нефти (горячая нефть, растворители и др.).

В 2011–2014 гг. проводились работы по выводу скважин из длительного бездействия. Из 14 скважин ввод девяти скважин успешен, запуск пяти скважин – не успешен. Неуспешный ввод скважин объясняется их нахождением в зоне повышенной газонасыщенности. Процент успешности вывода скважин из длительного бездействия – 55,6 %, что с учётом технического состояния запускаемых скважин и трудностей, возникающих в ходе работ, является удовлетворительным.

За период 2011–2014 гг. было осуществлено 24 операции по оптимизации насосного оборудования – проведению смены ШГН на ЭЦН. По 17 операциям получен эффект и семь неуспешных. Успешные операции по скважинам показали кратное увеличение уровня отбора нефти от 1,6 до 7,2 раз. Учитывая, что весь действующий добывающий фонд месторождения на 01.01.2017 г. составляет 37 скважины, удачные переводы были проведены более чем на 40 % действующего фонда, что значительно повлияло на годовые уровни добычи нефти по месторождению в целом.

Прогноз эффективности применения методов на проектный период

Согласно рекомендуемому варианту разработки месторождения, планируется эксплуатация залежи существующим действующим фондом скважин с дополнительным освоением и вводом из бездействия в эксплуатацию 9 добывающих скважин простаивающего фонда; ЗБС по 21 скважине; бурение и ввод в эксплуатацию 12 наклонно-направленных добывающих скважин, проведение ГРП по 25 скважинам.

Кроме того, планируется расконсервация 3 нагнетательных скважин №№ 59, 107 и 113 с целью закачки газа высокого давления для ППД.

По фонду добывающих и вновь вводимых нагнетательных скважин осуществляются геолого-технические мероприятия (ГТМ) до экономически рентабельного режима их эксплуатации.

Режим выработки запасов нефти – использование остаточного запаса упругой пластовой энергии с переходом к площадной закачке в пласт углеводородного газа высокого давления с целью поддержания пластового давления и повышения эффективности выработки запасов нефти. Прогноз эффективности применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти представлен в таблице 6.

Рекомендации по эксплуатации объекта

Первоочередными задачами на месторождении являются: вывод скважин из бездействия и интенсификация добычи посредством увеличения депрессии на пласт. В дальнейшем предусматривается поддержание пластового давления.

Эксплуатацию месторождения рекомендуется осуществлять в 3 этапа.

Первый этап – оптимизация параметров добывающего механизированного фонда скважин и ввод скважин из бездействующего фонда.

Второй этап – закачка газа высокого давления.

Из опыта эксплуатации месторождения известно, что в процессе закачки газа высокого давления добывающие скважины отреагировали повышением дебитов нефти и ростом газовых факторов. Максимально ожидаемые дебиты нефти достигнут величины 11,0 тонн/сут.

Предельно допустимая депрессия по скважинам в условиях Кортковского месторождения определяется минимальным забойным давлением, которое, в свою очередь, ограничено следующими условиями:

- разгазирование нефти в пласте;
- разрушение коллектора в призабойной зоне скважины, сопровождающееся интенсивным выносом частиц породы;
- смятие эксплуатационной колонны под действием избыточного давления.

Основным критерием минимального забойного давления принято давление насыщения. Такое снижение не создаёт условий разгазирования нефти в пласте, не приведёт к значительному ухудшению процесса вытеснения нефти газом и значительному уменьшению коэффициента продуктивности скважин.

Третий этап – завершающий период разработки месторождения – сопровождается снижением устьевых давлений, увеличением обводнённости, прекращением фонтанирования скважин и переводом их на механизированную эксплуатацию.

Таблица 6 – Прогноз эффективности применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти

| Виды ГТМ | ВНС | | Зарезка боковых стволов | | Закачка газа высокого давления | | ГРП | | ВБД + ГРП | | ОПЗ | | Итого | |
|-----------|-----|------|-------------------------|-----|--------------------------------|-------|-----|----|-----------|----|-----|-----|-------|-------|
| | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 |
| Период | | | | | | | | | | | | | | |
| 2017–2020 | 5 | 82,7 | 8 | 204 | 3 | 35,6 | 8 | 48 | – | – | 150 | 9 | 166 | 331,3 |
| 2021–2025 | 7 | 199 | 10 | 205 | – | 149,2 | 15 | 90 | 5 | 26 | 150 | 9 | 172 | 588,2 |
| 2026–2030 | – | 217 | 3 | 101 | – | 101,3 | – | 66 | – | 35 | 150 | 9 | 153 | 463,3 |
| 2031–2035 | – | 136 | – | 58 | – | 60,3 | – | 39 | – | 20 | 150 | 8,7 | 150 | 283 |
| 2036–2040 | – | 93 | – | 37 | – | 32 | – | 33 | – | 16 | 150 | 7,5 | 150 | 185,5 |
| 2041–2045 | – | 68 | – | 28 | – | 22 | – | 10 | – | 14 | 150 | 7,5 | 150 | 139,5 |
| 2046–2050 | – | 54 | – | 23 | – | 22 | – | – | – | 11 | 150 | 7,5 | 150 | 117,5 |
| 2051–2055 | – | 45 | – | 17 | – | 20 | – | – | – | 8 | 30 | 1,8 | 30 | 91,8 |
| 2056–2060 | – | 38 | – | 15 | – | 15 | – | – | – | 5 | 30 | 1,8 | 30 | 74,8 |
| 2061–2065 | – | 32 | – | 11 | – | 10 | – | – | – | 3 | 30 | 1,8 | 30 | 57,8 |
| 2066–2070 | – | 23 | – | 7 | – | 8 | – | – | – | – | 30 | 1,8 | 30 | 39,8 |
| 2071–2075 | – | 17 | – | 6 | – | 7 | – | – | – | – | 30 | 1,8 | 30 | 31,8 |
| 2076–2080 | – | 14 | – | 5 | – | 6 | – | – | – | – | – | – | 0 | 25 |
| 2081–2085 | – | 11 | – | 4 | – | 4 | – | – | – | – | – | – | 0 | 19 |
| 2086–2090 | – | 9 | – | 3 | – | 4 | – | – | – | – | – | – | 0 | 16 |
| 2096–2100 | – | 6 | – | – | – | 4 | – | – | – | – | – | – | 0 | 10 |
| 2101–2105 | – | 4 | – | – | – | 4 | – | – | – | – | – | – | 0 | 8 |

Примечания: 1 – количество операций;
2 – дополнительная добыча нефти, тыс. тонн.

Литература:

1. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1988. – 240 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. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
7. Гавура В.Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 2001. – 340 с.
8. Дегтярёв Н.М., Полянский В.Г. Разработка, промышленные испытания и внедрение нового метода увеличения нефтеотдачи путём закачки в пласты газа под высоким давлением : Этап 4. Отчёт 9/71, Б200751. – Грозный : СевКавНИПИнефть, 1972. – 48 с.
9. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.П. Нефтегазопромысловая геология. – М. : Недра, 2000. – 414 с.
10. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
11. Крылов А.П. [и др.]. Научные основы разработки нефтяных месторождений. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2004. – 424 с.
12. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1987. – 367 с.
13. Палий А.О., Амелин И.Д. Закачка газа в пласт с целью увеличения нефтеотдачи. – М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 1978. – 51 с.
14. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
15. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
16. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
17. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
18. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дис. ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
19. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
20. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
21. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
22. Артюхович В.К., Дегтярёв Н.М., Бондаренко Л.А. Результаты исследования закачки газа на месторождении Гойт-Корт // Сборник научных трудов «СевКавНИПИнефть». – Грозный, 1984. – Вып. 40. – С. 37–44.
23. Баландин Л.Н., Грибенников О.А., Свиридова И.А. Текущее состояние работы добывающих скважин в зависимости от забойных давлений // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 65–69.
24. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84–86.

25. Гаджиев А.А. О перспективах доработки низкопроницаемых зон // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 105–106.

26. Дегтярёв Н.М. О состоянии и составе переходной зоны при вытеснении нефти газом высокого давления // Труды ГрозНИИ. – М. : Гостоптехиздат, 1961. – Вып. X. – С. 140–145.

27. Дегтярёв Н.М., Полянский В.Г., Артюхович В.К. Исследования некоторых особенностей технологии и техники закачки в пласты углеводородного газа под высоким давлением // Сборник научных трудов «СевКавНИПИнефть». – Грозный, 1981. – Вып. 34. – С. 83–89.

28. Дегтярёв Н.М., Артюхович В.К., Багов Р.А. Регулирование процесса повышения нефтеотдачи при вытеснении нефти из пласта сжатым газом // Сборник научных трудов «СевКавНИПИнефть». – Грозный, 1984. – Вып. 40. – С. 29–37.

29. Поварова Л.В., Яковина А.С., Даниелян Г.Г. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Ковалевского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 89–100.

30. Полянский В.Г., Дегтярёв Н.М., Артюхович В.К. Особенности нагнетания газа в пласт // Сборник научных трудов «СевКавНИПИнефть». – Грозный, 1983. – С. 134–138.

31. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ, 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.

32. Чижова Я.К., Артюхович В.К., Дегтярёв Н.М. К оценке влияния неоднородности пласта на эффективность вытеснения нефти газом под высоким давлением // Сборник научных трудов «Вопросы техники, технологии бурения, испытания скважин и разработки нефтяных месторождений». – Грозный : СевКавНИПИнефть, 1977. – Вып. 26. – С. 69–75.

References:

1. Akulshin A.I. Forecasting of oil field development. – M. : Nedra, 1988. – 240 p.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
3. 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.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of the oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
5. 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.
6. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiyчук R.S. Development of the naphtha and gasvikh Sverdlov. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
7. Gavura V.E. Control and regulation of the process of development of oil and gas fields. – M. : OAO ANNIOENG, 2001. – 340 p.
8. Degtyarev N.M., Polyanskiy V.G. Development, industrial testing and implementation of a new method of oil recovery enhancement by pumping into gas formations under high pressure : Stage 4. Report 9/71, B200751. – Grozny : SevKavNIPIneft, 1972. – 48 p.
9. Ivanova M.M., Cholovsky I.P., Bragin Yu.P. Oil and gas field geology. – M. : Nedra, 2000. – 414 p.
10. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of the geophysical researches at construction and operation of wells at the oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
11. Krylov A.P. [et al.]. Scientific bases of oil fields development. – Moskva-Izhevsk : Institute for Computer Research, 2004. – 424 p.
12. Lysenko V.D. Design of the oil fields development. – M. : Nedra, 1987. – 367 p.
13. Paliy A.O., Amelin I.D. Gas injection in order to increase oil recovery. – METRO STATION : OJSC VNIOENG, 1978. – 51 p.
14. Popov V.V. [et al.]. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields: textbook. – NovoCherkassk : South Russian State Pedagogical University (NPI), 2015. – 322 p.
15. Popov V.V. [et al.]. Geophysical researches and works in wells: educational event. – NovoCherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
16. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.

17. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning to increase the efficiency of the oilfield systems with complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.
18. Savenok O.V. Efficiency increase of the basic and information-management technologies in the development of the hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves: discs. ... Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.
19. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic research : textbook. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO «KubGTU», 2017. – 203 p.
20. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU EP KubGTU, 2019. – 267 p.
21. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering during well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
22. Artyukhovich V.K., Degtyarev N.M., Bondarenko L.A. Results of gas injection research at the Goyt-Kort field // Collection of scientific papers «SevKavNIPIneft». – Grozny, 1984. – Issue. 40. – p. 37–44.
23. Balandin L.N., Gribennikov O.A., Sviridova I.A. Current state of operation of producing wells depending on bottomhole pressures // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles / under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part. 1. – P. 65–69.
24. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physicochemical models and methods of the reservoir rocks state prognostication // Monthly scientific-technical and production journal «Oil industry». – M. : CJSC «Oil Industry Publishing House», 2014. – № 9. – P. 84–86.
25. Gadzhiev A.A. On the prospects of further development of low-permeability zones // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles / under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part. 1. – P. 105–106.
26. Degtyarev N.M. On the state and composition of the transition zone at oil displacement with high pressure gas // Proceedings of GrozNII. – M. : Gostoptekhizdat, 1961. – Issue X. – P. 140–145.
27. Degtyarev N.M., Polyanskiy V.G., Artyukhovich V.K. Studies of some special technologies and techniques of pumping into the hydrocarbon gas formations under high pressure // Proceedings of scientific papers «SevKavNIPIneft». – Grozny, 1981. – Issue. 34. – P. 83–89.
28. Degtyarev N.M., Artyukhovich V.K., Bagov R.A. Regulation of the process of oil recovery increase at oil displacement by compressed gas // Collection of scientific papers «SevKav-NIPIneft». – Grozny, 1984. – Issue. 40. – P. 29–37.
29. Povarova L.V., Yakovina A.S., Danielyan G.G. Calculation of oil reserves and dissolved gas of the Kovalevskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part. 2 – P. 89–100.
30. Polyanskiy V.G., Degtyarev N.M., Artyukhovich V.K. Features of gas injection into the formation // Collection of scientific papers «SevKavNIPIneft». – Grozny, 1983. – P. 134–138.
31. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Oil field development method with interacting objects // NEFTEGAZ territory, 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
32. Chizhova Ya.K., Artyukhovich V.K., Degtyarev N.M. To the assessment of the influence of reservoir heterogeneity on the efficiency of oil displacement by gas under high pressure // Collection of scientific papers «Issues of technology, drilling technology, well testing and development of oil fields». – Grozny : SevKavNIPIneft, 1977. – Issue. 26. – P. 69–75.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ГРАНИЧНОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ANALYSIS OF THE CURRENT STATUS AND DEVELOPMENT PROSPECTS OF THE GRANICHNOYE GAS-CONDENSATE FIELD

Залоев Павел Денисович

студент-магистрант направления
подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
Jiuxo407@gmail.com

Лешкович Надежда Михайловна

старший преподаватель
кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. В статье проведён анализ текущего состояния разработки нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия Граничного газоконденсатного месторождения и даны предложения по усовершенствованию текущего варианта разработки с целью интенсификации добычи углеводородов при положительном экономическом эффекте. В данной работе детально рассмотрены вопросы геолого-геофизической характеристики месторождения, состояние разработки месторождения, методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов, а также экономическая эффективность.

Ключевые слова: характеристика текущего состояния разработки месторождения; проектирование разработки месторождения; обоснование выделения эксплуатационных объектов; обоснование вариантов разработки; преимущества модульных компрессорных станций; технологические показатели предложенного варианта разработки; экономический анализ предложенного варианта разработки.

Zaloyev Pavel Denisovich

Masters' student department
code 21.04.01 «Oil and gas engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
Jiuxo407@gmail.com

Leshkovich Nadezhda Mikhailovna

Senior lecturer of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Annotation. The article analyzes the current state of development of Lower Cretaceous sediments of the Yuzhno-Krylovskoye uplift of the Granichnoye gas-condensate field and offers suggestions for improving the current development option with the aim of intensifying hydrocarbon production with a positive economic effect. In this paper, the issues of the geological and geophysical characteristics of the field, the state of the field development, methods for improving the extraction and intensification of hydrocarbon production, as well as economic efficiency are considered in detail.

Keywords: description of the current state of the field development; field development design; justification for the allocation of operational facilities; justification of development options; advantages of modular compressor stations; technological indicators of the proposed development options; economic analysis of the proposed development options.

Общие сведения о месторождении

Граничное газоконденсатное месторождение расположено в Ленинградском районе Краснодарского края, в 120 км севернее г. Краснодара. Ближайшие населённые пункты – станицы Павловская, Каневская, Крыловская, Новоплатнировская и ряд хуторов.

К северо-востоку от месторождения находится Крыловское газоконденсатное месторождение и к юго-западу – Челбасское, к юго-востоку – Сердюковское.

Скважины Граничного месторождения работают неравномерно. В холодные месяцы скважины работают на потребителя (станция Новоплатнировская), в тёплое время через газопровод-отвод Крыловского ПЗРГ поступает в газопровод Привольная – Ленинградская.

Обзорная карта района месторождения представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Обзорная схема района Граничного газоконденсатного месторождения

Граничное месторождение установлено поисково-разведочным бурением в 1981 году. В декабре 1983 года месторождение введено в разработку.

На Граничном месторождении выявлено три обособленных газоконденсатных залежи: залежь нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия, залежь отложений триаса Южно-Крыловского поднятия, залежь нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия.

Сроки ввода и вывода объектов из эксплуатации:

- залежь нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия эксплуатируется с 1987 года, разрабатывается по настоящее время;
- залежь отложений триаса Южно-Крыловского поднятия эксплуатировалась в период 1987–2002 гг.;
- залежь нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия эксплуатировалась в период 1983–1992 гг.

Запасы углеводородов

На 01.01.2017 г. на балансе ООО «Газпром добыча Краснодар» по Граничному газоконденсатному месторождению в целом числятся запасы газа категории С₁ в количестве 2699 млн м³, конденсата категории С₁ – 96/85 (геологические / извлекаемые) тыс. тонн.

По залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия на 01.01.2017 г. на балансе ООО «Газпром добыча Краснодар» числятся запасы газа в количестве 2179 млн м³, конденсата – 81/70 (геологические / извлекаемые) тыс. тонн.

Залежь триасовых отложений Южно-Крыловского поднятия завершена разработкой в 2002 году. Отбор газа составил 276 млн м³, газоотдача составила 100 %. Отбор конденсата составил 10 тыс. тонн, конденсатоотдача составила 100 %.

Залежь нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия закончена разработкой в 1992 году. Отбор газа составил 244 млн м³, газоотдача составила 100 %. Отбор конденсата составил 5 тыс. тонн, конденсатоотдача составила 100 %.

Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов по залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия Граничного газоконденсатного месторождения приведены в таблице 1. Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов по Граничному месторождению в целом приведены в таблице 2.

Таблица 1 – Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия

| Наименование | Величина |
|--|----------|
| Начальные запасы газа, млн м ³ | 2179 |
| Накопленная добыча газа, млн м ³ | 1973 |
| Остаточные запасы газа, млн м ³ | 206 |
| Начальные запасы конденсата, тыс. тонн | 81 |
| Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. тонн | 70 |
| Накопленное извлечение конденсата, тыс. тонн | 50 |
| Остаточные запасы конденсата, тыс. тонн | 20 |
| Начальные запасы: | |
| – метана, тыс. тонн | 1288,4 |
| – этана, тыс. тонн | 151,6 |
| – пропана, тыс. тонн | 53,8 |
| – бутана, тыс. тонн | 26,7 |
| – пентана + высшие, тыс. тонн | 67,7 |
| – двуокиси углерода, тыс. тонн | 79,5 |
| – азота, тыс. тонн | 34,8 |

Таблица 2 – Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов по месторождению в целом

| Наименование | Величина |
|---|----------|
| 1 | 2 |
| Начальные запасы газа, млн м ³ | 2699 |
| Накопленная добыча газа, млн м ³ | 2493 |
| Остаточные запасы газа, млн м ³ | 206 |
| Начальные запасы конденсата, тыс. тонн | 96 |
| Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. тонн | 85 |
| Накопленное извлечение конденсата, тыс. тонн | 65 |
| Остаточные извлекаемые запасы конденсата, тыс. тонн | 20 |
| Начальные запасы: | |
| – метана, тыс. тонн | 1595,9 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 |
|--------------------------------|--------|
| – этана, тыс. тонн | 187,83 |
| – пропана, тыс. тонн | 66,69 |
| – бутана, тыс. тонн | 33,1 |
| – пентана + высшие, тыс. тонн | 77,07 |
| – двуокиси углерода, тыс. тонн | 98,44 |
| – азота, тыс. тонн | 43,08 |

Подсчётные параметры запасов газа и конденсата по залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Подсчётные параметры, запасы газа и конденсата по залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия

| Подсчётный параметр | Утверждённые ЦКЗ Роснедр, а также принятые для проектирования |
|--|--|
| Площадь газоносности, 106 м ² | 7,9 |
| Газонасыщенная толщина, м | 8,2 |
| Объём газонасыщенных пластов, м ³ | 65 |
| Коэффициент открытой пористости | 0,2 |
| Коэффициент газонасыщенности | 0,85 |
| Пластовое давление, МПа | 24,41 |
| Пластовая температура, °С | 106 |
| Коэффициент сверхсжимаемости | 0,940 |
| Начальные запасы газа, млн м ³ | 2179 |
| Потенциальное содержание конденсата, г/м ³ | 35,6 |
| Геологические/извлекаемые запасы конденсата, тыс. тонн | 81/70 |

Объём и качество исходной информации являются достаточными для проектирования дальнейшей разработки Граничного месторождения.

Основные этапы проектирования разработки Южно-Крыловского поднятия Граничного месторождения

1986 – Проект ОПЭ Южно-Крыловского купола Граничного газоконденсатного месторождения с максимальным годовым отбором газа 112 млн м³ газа и эксплуатационным фондом в 3 скважины на оперативно оценённые запасы по категории С₁ 1275 млн м³ газа.

1987 – Коррективы к проекту ОПЭ с максимальным годовым отбором по залежи нижнего мела – 84,6 млн м³ и эксплуатационным фондом в 5 скважин; по залежи триаса – 34,1 млн м³ и эксплуатационным фондом в 2 скважины на оперативно оценённые запасы газа по залежи нижнего мела – 1444 млн м³, по залежи триаса – 357 млн м³.

1991 – Коррективы по отборам газа на запасы газа по залежи нижнего мела – 2170 млн м³, по залежи триаса – 348 млн м³. Максимальный годовой отбор газа по нижнемеловой залежи – 162,3 млн м³ при эксплуатационном фонде 7 скважин, по залежи отложений триаса – 15,8 млн м³ при фонде 2 скважины.

1993 – Коррективы к проекту ОПЭ по нижнемеловой залежи на запасы газа 1800 и 2170 млн м³ и по залежи триаса на запасы 380 и 348 млн м³. Максимальный годовой отбор газа по залежи нижнего мела – 149,7 млн м³ при эксплуатационном фонде 8 скважин, по залежи триаса – 13,8 млн м³ при фонде 1 скважина.

1995 – Проект разработки Граничного месторождения (Южно-Крыловское поднятие) на запасы газа, подсчитанные по МППД и утверждённые ЦКЗ по залежи нижне-

го мела – 1890 млн м³, по залежи триаса – 380 млн м³. При эксплуатационном фонде 8 скважин максимальный годовой отбор по залежи нижнего мела составил 134,1 млн м³ газа. При фонде 1 скважина по залежи триаса максимальный годовой отбор составил 17,4 млн м³ газа.

2001 – Коррективы к проекту разработки Граничного месторождения (Южно-Крыловское поднятие) на начальные балансовые запасы газа по залежи нижнемеловых отложений – 1890 млн м³ и залежи отложений триаса – 380 млн м³. Максимальный годовой отбор газа по залежи нижнего мела составил 47 млн м³ при эксплуатационном фонде 8 скважин, по залежи триаса – 4 млн м³ при фонде 1 скважина.

2005 – Коррективы к проекту разработки Граничного газоконденсатного месторождения (Южно-Крыловское поднятие) на начальные балансовые запасы газа по залежи нижнемеловых отложений – 2179 млн м³ и 81/70 тыс. тонн конденсата. С максимальным годовым отбором газа – 27,6 млн м³ при эксплуатационном фонде 7 скважин.

Общая характеристика текущего состояния разработки месторождения

Граничное месторождение введено в разработку в 1983 году.

На месторождении было выявлено три обособленных газоконденсатных залежи: залежь нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия, залежь отложений триаса Южно-Крыловского поднятия, залежь нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия.

В настоящее время в эксплуатации находится только залежь нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия Граничного газоконденсатного месторождения.

По состоянию на 01.01.2017 г. из Граничного месторождения в целом отобрано 2503 млн м³ газа или 92,76 % от начальных запасов и 63,8 тыс. тонн конденсата или 67,9 % от начальных балансовых и 76,9 % от извлекаемых запасов.

Характеристика текущего состояния разработки залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия Граничного месторождения

На Южно-Крыловском поднятии Граничного месторождения пробурено 14 скважин, в том числе 8 поисково-разведочных (№№ 2, 3, 4, 6, 12, 14, 16 и 17) и 6 эксплуатационных (№№ 22, 23, 24, 25, 26 и 27). 5 скважин (№№ 2, 3, 6, 16 и 17) ликвидированы после бурения по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны. Скважины №№ 2, 6 и 17 вскрыли пласт в условиях водонасыщения, в скважинах №№ 3 и 16 отсутствует продуктивный пласт. 3 скважины (№№ 4, 12 и 14) переведены в эксплуатацию.

Скважины №№ 22 и 23, пробуренные на отложения триаса, переведены на нижнемеловой горизонт в 2002 и 1994 годах соответственно.

Таким образом, эксплуатация нижнемеловой залежи Южно-Крыловского поднятия осуществлялась 9 скважинами. Характеристика фонда скважин представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика фонда скважин залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия

| Наименование | Характеристика фонда скважин | Количество скважин | Номер скважины |
|--------------------|------------------------------|--------------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Общий фонд скважин | Пробурено | 14 | 2, 3, 4, 6, 12, 14, 16, 17, 22, 23, 24, 25, 26, 27 |
| | В том числе: | | |
| | – поисково-разведочных | 8 | 2, 3, 4, 6, 12, 14, 16, 17 |
| | – эксплуатационных | 6 | |
| | в том числе: нижний мел | 4 | 24, 25, 26, 27 |
| | триас | 2 | 22, 23 |
| | Ликвидировано после бурения | 5 | 2, 3, 6, 16, 17 |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------------------------|--------------------------------|---|-----------------------------------|
| Фонд добывающих скважин | Переведены из разведочных | 3 | 4, 12, 14 |
| | Возвращены с других горизонтов | 2 | 22, 23 |
| | Всего | 9 | 4, 12, 14, 22, 23, 24, 25, 26, 27 |
| | В том числе: | | |
| | – действующие | 6 | 14, 22, 24, 25, 26, 27 |
| | – бездействующие | 3 | 4, 12, 23 |
| | – в консервации | – | – |

Скважины №№ 12 и 23 с 2010 года находятся в консервации с последующей ликвидацией. Скважина № 4 бездействует с 2008 года.

По состоянию на 01.01.2017 г. в эксплуатации находится 6 скважин (№№ 14, 22, 24, 25, 26 и 27), эксплуатирующие залежь нижнемеловых отложений.

Залежь введена в разработку в 1987 году.

Начальные дебиты скважин по нижнемеловой залежи составляли порядка 100-105 тыс. м³/сут.

На рисунке 2 приведена динамика изменения фонда скважин и их дебитов нижнемеловой залежи Южно-Крыловского поднятия.

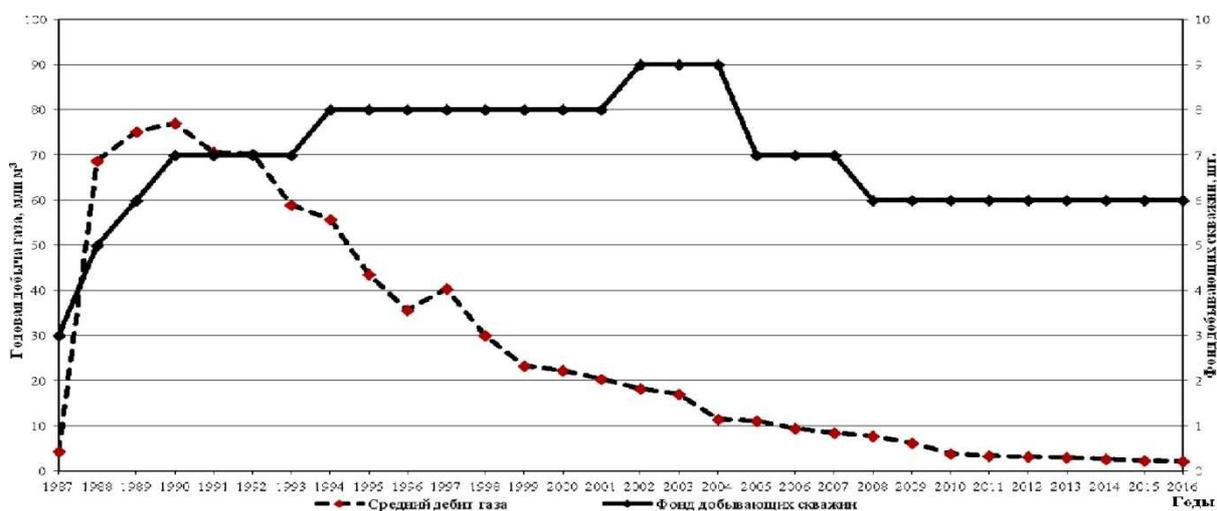


Рисунок 2 – Динамика изменения фонда скважин и их дебитов нижнемеловой залежи Южно-Крыловского поднятия

С 1987 по 1990 годы происходит увеличение годовых отборов газа (период нарастающей добычи). Максимальный отбор отмечен в 1990 году – 187 млн м³ газа или 8,6 % от начальных запасов. Резкое возрастание отборов газа связано с достаточно быстрым вводом скважин в эксплуатацию и их высокой производительностью.

Снижение отборов газа происходит с 1991 года. Это обусловлено завершением разбуривания месторождения. Период с 1991 по 2011 гг. характеризуется снижением всех технологических показателей разработки: пластового давления, среднего дебита одной скважины, годовой добычи газа и конденсата. Темп отбора газа снизился с 8,6 до 0,3 % от начальных запасов.

Некоторое увеличение годовой добычи газа в 1994 году обусловлено увеличением действующего фонда скважин за счёт перевода одной единицы с нижележащего горизонта.

Разработка месторождения на текущий момент находится на заключительной стадии.

Режим эксплуатации – газовый, что подтверждается графиком зависимости приведённого давления от суммарного отбора газа, представленным на рисунке 3. Пластовое давление снизилось на 22,19 МПа или на 90,9 % от начального (24,4 МПа) и составляет 2,22 МПа.

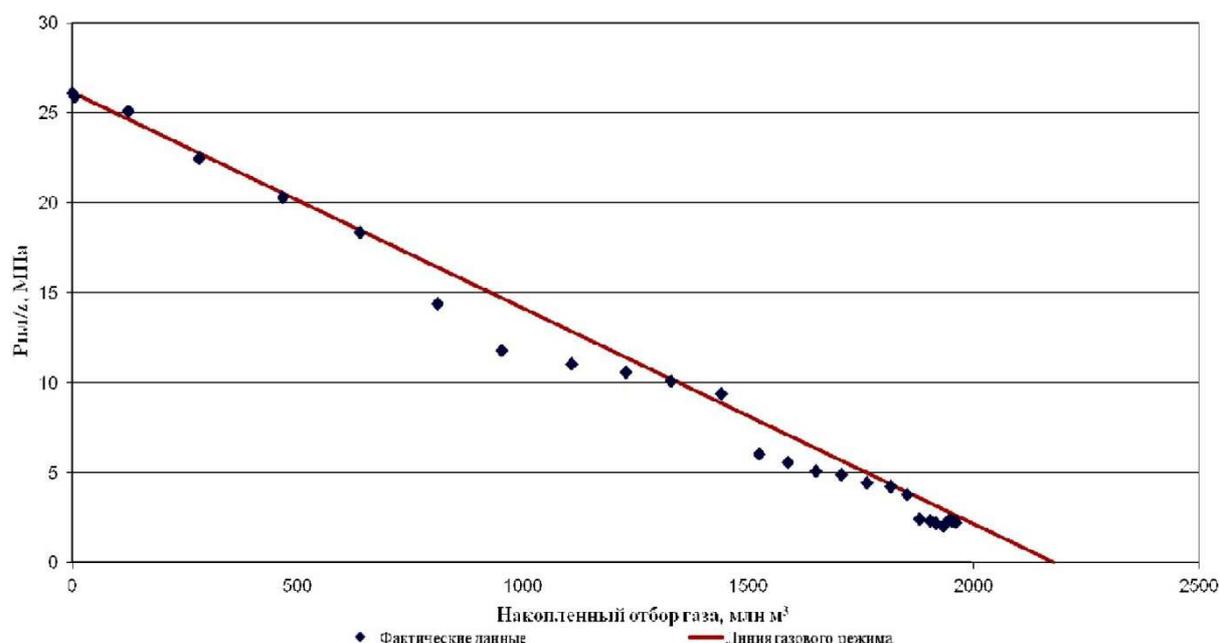


Рисунок 3 – Зависимость приведенного давления от суммарного отбора газа

На протяжении всего срока разработки темп отбора газа практически соответствовал темпу падения пластового давления. Некоторые отклонения величин приведенного пластового давления в ту или иную сторону, вероятнее всего, объясняются неточностью определения пластового давления.

Анализ результатов эксплуатации скважин подтверждает факт резкого снижения добычи углеводородов и выбытия скважин по причине истощения продуктивного горизонта.

Скважины Граничного месторождения работают неравномерно. Зимой скважины работают на потребителя (станция Новоплатнировская), летом в магистральный газопровод (Привольная – Ленинградская), что обуславливает сезонную неравномерность работы скважин (уменьшение добычных возможностей в теплые месяцы года).

По состоянию на 01.01.2017 г. из залежи нижнего мела Южно-Крыловского поднятия отобрано 1983 млн м³ газа или 91 % от начальных запасов и 50 тыс. тонн конденсата или 62,7 % от начальных геологических и 72,6 % от начальных извлекаемых запасов.

Анализируя распределение суммарных отборов газа по площади, можно заметить, что практически по всем скважинам наблюдаются близкие значения накопленных отборов, за исключением скважин №№ 22 и 23, вступивших в разработку нижнемеловой залежи позже остальных. Кроме того, скважина № 23 расположена в зоне ухудшения коллекторских свойств.

Характеристика текущего состояния разработки залежи отложений триаса Южно-Крыловского поднятия Граничного месторождения

Залежь отложений триаса Южно-Крыловского поднятия Граничного месторождения эксплуатировалась с 1987 по 2002 год. В разработке принимали участие две скважины №№ 22 и 23.

После обводнения скважины №№ 22 и 23 были переведены на вышележащий горизонт нижнего мела.

По состоянию на 01.01.2017 г. из залежи отобрано 276 млн м³ газа, что составило 100 % от начальных геологических запасов и 8 тыс. тонн конденсата, что составило 100 % от начальных геологических запасов.

Залежь закончена разработкой.

***Характеристика текущего состояния разработки залежи
нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия
Граничного месторождения***

Залежь нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия Граничного месторождения эксплуатировалась с 1983 по 1992 гг.

В разработке принимало участие три скважины.

По состоянию на 01.01.2017 г. из залежи отобрано 244 млн м³ газа, что составило 100 % от начальных геологических запасов и 5 тыс. тонн конденсата, что составило 100 % от начальных геологических запасов.

Залежь закончена разработкой.

Обоснование выделения эксплуатационных объектов

На Граничном месторождении выявлено три обособленных газоконденсатных залежи: залежь нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия, залежь отложений триаса Южно-Крыловского поднятия, залежь нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия.

По состоянию на 01.01.2017 г. в разработке находится только один эксплуатационный объект – газоконденсатная залежь нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия.

Обоснование вариантов разработки

Имеющийся вариант технологического проекта разработки ООО «Газпром добыча Краснодар» предполагает разработку месторождения действующим фондом скважин, без производства дополнительных работ до их полной остановки.

Проанализировав уже имеющийся вариант технологического проекта разработки ООО «Газпром добыча Краснодар» по Граничному газоконденсатному месторождению, предлагается усовершенствовать его путём применения модульной компрессорной станции типа 302ГП-3,5/4-14 с целью уменьшения давления в промышленном коллекторе с 1,2 МПа до 0,4 МПа и соответственно, увеличения депрессии и дебита скважин, а также ликвидации уменьшения добываемых возможностей в тёплые месяцы года.

По предложенному варианту окончание разработки предусмотрено в 2029 году. Накопленный отбор газа составит 2089,42 млн м³, следовательно, дополнительная добыча – 83,55 млн м³. Отбор конденсата возрастёт до 54,32 тыс. тонн. Конечная газоотдача повысится до 95,89 %. Депрессия увеличится на 0,72 МПа. Годовые отборы газа возрастут в 3 раза. Ввод МКС запланирован на 2019 год. Технологические показатели разработки нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия по предложенному варианту разработки представлены в таблице 5.

Газодинамические расчёты проводились по методике средних параметров. В каждый момент времени дебит газа определялся энергетически возможный и допустимый с точки зрения недопущения разрушения призабойной зоны пласта.

Все расчёты проводились исходя из фактических параметров их эксплуатации.

Методика расчёта основывалась на совместном решении уравнения материального баланса для газовой залежи и уравнений, описывающих движение газа от пласта до сборного пункта, при этом учитывается сумма всех сопротивлений движению газа: фильтрационного в пласте и гидравлических в стволах скважин, шлейфах и коллекторе.

Модульная компрессорная станция типа 302ГП-3,5/4-14 (рис. 4) укомплектована двумя дожимными компрессорами с угловым расположением цилиндров, односкоростным электродвигателем, системой автоматического пожаротушения, программой для удалённого контроля и управления МКС и представлена в виде 40-футового морского контейнера.

Предлагаемая МКС поставляется в полной заводской комплектности. Для установки станции специальных фундаментов не требуется, достаточно установить контейнер на ровную твёрдую поверхность. Работа станции полностью автоматизирована и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Высокий уровень систем автоматики и пожарной безопасности позволяет полностью автоматизировать рабочий процесс МКС, что позволяет значительно снизить риски, вызванные «человеческим фактором».

Таблица 5 – Технологические показатели разработки при использовании МКС

| Годы | Кольцо скважины | Годовой отбор газа, млн м3 | Накопленная добыча газа, млн м3 | Средний дебит газа, тыс.м3/сут. | Газоотдача, % | Ресурсы стабильного конденсата, тыс. тонн | | Средний дебит конденсата, тонн/сут. | Конденсато-отдача от начальных запасов, % | Конденсато-отдача от остатков извлекаемых запасов, % | Пластовое давление, МПа | Забойное давление, МПа | Устьеовое давление, МПа | Мероприятия |
|------|-----------------|----------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------|---|---------------------|-------------------------------------|---|--|-------------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | | | | | | годовые | с начала разработки | | | | | | | |
| 2012 | 6 | 6,93 | 1965,93 | 3,19 | 90,22 | 0,22 | 50,22 | 0,10 | 62,0 | 71,7 | 2,15 | 1,65 | 1,23 | |
| 2013 | 6 | 6,69 | 1972,62 | 3,08 | 90,53 | 0,21 | 50,43 | 0,10 | 62,3 | 72,0 | 2,09 | 1,59 | 1,18 | |
| 2014 | 6 | 5,91 | 1978,53 | 2,73 | 90,80 | 0,19 | 50,62 | 0,09 | 62,5 | 72,3 | 2,03 | 1,58 | 1,18 | |
| 2015 | 6 | 5,20 | 1983,73 | 2,40 | 91,04 | 0,17 | 50,79 | 0,08 | 62,7 | 72,6 | 1,98 | 1,57 | 1,18 | |
| 2016 | 6 | 4,62 | 1988,34 | 2,13 | 91,25 | 0,15 | 50,93 | 0,07 | 62,9 | 72,8 | 1,93 | 1,57 | 1,18 | |
| 2017 | 6 | 15,90 | 2004,24 | 7,33 | 91,98 | 0,51 | 51,45 | 0,24 | 63,5 | 73,5 | 1,77 | 0,69 | 0,35 | строительство МКС |
| 2018 | 6 | 13,45 | 2017,69 | 6,20 | 92,60 | 0,44 | 51,89 | 0,20 | 64,1 | 74,1 | 1,64 | 0,64 | 0,35 | |
| 2019 | 6 | 11,48 | 2029,17 | 5,29 | 93,12 | 0,38 | 52,26 | 0,17 | 64,5 | 74,7 | 1,52 | 0,61 | 0,35 | |
| 2020 | 6 | 9,95 | 2039,12 | 4,58 | 93,58 | 0,33 | 52,59 | 0,15 | 64,9 | 75,1 | 1,43 | 0,57 | 0,35 | |
| 2021 | 6 | 8,62 | 2047,74 | 3,97 | 93,98 | 0,29 | 52,88 | 0,13 | 65,3 | 75,5 | 1,34 | 0,55 | 0,35 | |
| 2022 | 6 | 7,57 | 2055,31 | 3,49 | 94,32 | 0,26 | 53,14 | 0,12 | 65,6 | 75,9 | 1,26 | 0,53 | 0,35 | |
| 2023 | 6 | 6,69 | 2062,00 | 3,08 | 94,63 | 0,23 | 53,37 | 0,11 | 65,9 | 76,2 | 1,20 | 0,51 | 0,34 | |
| 2024 | 6 | 5,90 | 2067,90 | 2,72 | 94,90 | 0,20 | 53,57 | 0,09 | 66,1 | 76,5 | 1,14 | 0,50 | 0,35 | |
| 2025 | 6 | 5,26 | 2073,17 | 2,43 | 95,14 | 0,18 | 53,75 | 0,08 | 66,4 | 76,8 | 1,08 | 0,49 | 0,35 | |
| 2026 | 6 | 4,71 | 2077,88 | 2,17 | 95,36 | 0,16 | 53,92 | 0,08 | 66,6 | 77,0 | 1,04 | 0,49 | 0,35 | |
| 2027 | 6 | 4,24 | 2082,12 | 1,95 | 95,55 | 0,15 | 54,06 | 0,07 | 66,7 | 77,2 | 0,99 | 0,48 | 0,35 | |
| 2028 | 6 | 3,82 | 2085,94 | 1,76 | 95,73 | 0,13 | 54,20 | 0,06 | 66,9 | 77,4 | 0,96 | 0,48 | 0,35 | |
| 2029 | 6 | 3,48 | 2089,42 | 1,60 | 95,89 | 0,12 | 54,32 | 0,06 | 67,1 | 77,6 | 0,92 | 0,47 | 0,34 | Ликвидация шести скважин |



Рисунок 4 – Общий вид модульной компрессорной станции

Преимущества модульных компрессорных станций:

- экономия затрат при строительстве станции – станции поставляются в полной готовности к пуску, при этом не требуется строительство специального фундамента, достаточно установить контейнер на ровной поверхности;
- полная заводская готовность – станции поставляются с полной трубопроводной обвязкой всего оборудования, включая запорную арматуру и предохранительные клапаны. Все станции оборудованы системами отопления, вентиляции, освещения, регенерации тепла, а также средствами пожарной безопасности;
- удобство транспортировки – благодаря монтажу оборудования в стандартных железнодорожных контейнерах возможна транспортировка станций любым видом транспорта;
- простота и удобство технического обслуживания – для удобства обслуживания компрессоров в станциях предусмотрены технологические ворота, а также дополнительные люки и двери.

Система автоматики МКС обеспечивает:

- возможность подключения и управления с дистанционного пульта управления;
- плавное регулирование производительности в автоматическом режиме по давлению нагнетания в зависимости от потребности газа с последующим отключением компрессоров при прекращении потребления и автоматическом включении при возобновлении потребления;
- защиту компрессорной станции от аварийных режимов;
- визуальный контроль основных параметров;
- пуск и остановка компрессорной станции в ручном и автоматическом режимах;
- автоматическое и ручное управление насосами охлаждающей жидкости и масла;
- автоматический контроль и управление подогревом и вентиляцией станции;
- автоматическую и ручную продувку и разгрузку компрессоров;
- контроль пожарной безопасности станции;
- контроль защиты электродвигателей компрессоров и насосов.

Экономический анализ предложенного варианта разработки

Расчёт технико-экономических показателей разработки Граничного месторождения выполнен в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффек-

тивности инвестиционных проектов» и «Методикой оценки экономической эффективности инвестиционных проектов по форме капитальных вложений».

Расчёт основан на том, что основные фонды рассматриваются как собственность ПАО «Газпром». Все стоимостные показатели приняты в расчёт в текущих ценах.

Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

Исходные данные для технико-экономических расчётов приняты по фактически достигнутым показателям Граничного месторождения филиала ООО «Газпром добыча Краснодар» – Каневское ГПУ за 2016 год.

Остаточная стоимость основных фондов по состоянию на 01.01.2017 г. составляет 4,41 млн рублей без НДС.

Предложенный вариант предполагает использование модульной компрессорной станции с вводом в эксплуатацию в 2019 году. Сумма дополнительных капитальных вложений принята по состоянию на 06 апреля 2018 года по данным интернет-предложения фирмы ООО «ККЗ» и составляет 30,00 млн рублей без НДС (35,40 млн рублей с НДС).

При определении выручки от реализации приняты цены на газ в соответствии с письмом Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ПАО «Газпром» от 13 февраля 2017 года № 03/0700/2-808. С учётом сезонной неравномерности отборов углеводородов из скважин (в холодные месяцы скважины работают на потребителя (станция Новоплатнировская), в тёплое время в газопровод (Привольная – Ленинградская) выручка от реализации рассчитана без вычета / с вычетом средней плановой стоимости транспортировки газа по системе магистральных газопроводов до конечного потребителя от месторождений ООО «Газпром добыча Краснодар», руб. / тыс. м³.

| Период, год | Оптовая цена на газ | Стоимость транспортировки газа по системе магистральных газопроводов до конечного потребителя от месторождений ООО «Газпром добыча Краснодар» | Оптовая цена на газ за вычетом стоимости транспортировки газа по системе магистральных газопроводов до конечного потребителя |
|-------------|---------------------|---|--|
| 2017 | 5360 | 573 | 4787 |

Эксплуатационные затраты рассчитаны по основным элементам затрат:

1. Материальные затраты по газу приняты в размере 131,52 руб./тыс. м³.
2. Прочие затраты составляют 1859,64 тыс. руб./скв.
3. Среднемесячная зарплата одного работающего составляет 26,57 тыс. руб.
4. Амортизационные отчисления рассчитаны в соответствии с нормами амортизационных отчислений по классификатору основных средств ПАО «Газпром». Ставка амортизационных отчислений для газовых эксплуатационных скважин рассчитана, исходя из срока службы 5 лет для налогового учёта (в целях расчёта налога на прибыль) и 10 лет для бухгалтерского учёта (в целях расчёта налога на имущество).
5. Затраты на продление лицензии (государственная пошлина) – 200 руб.
6. Затраты на капитальный ремонт и ликвидацию скважин приняты в размере 5,437 млн руб./скв.

Налоговая система

Налоговые платежи и отчисления, включаемые в себестоимость и относимые на финансовые результаты, представлены в таблице 6 с указанием процентных ставок, размеров отчислений и базы расчёта в соответствии с нормативными актами и письмом Департамента.

Технико-экономический анализ предложенного варианта разработки

Технологические и технико-экономические показатели предложенного варианта разработки Граничного месторождения представлены в таблице 7.

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Таблица 7 – Технологические и технико-экономические показатели предложенного варианта разработки Граничного месторождения

| Наименование показателей | Предложенный вариант |
|---|----------------------|
| Период расчёта, лет | 12 |
| Год окончания эксплуатации, год | 2029 |
| Добыча газа за минусом потерь, млн м ³ | 120,75 |
| Газоотдача, % | 95,89 |
| Выручка от реализации газа, млн руб. | 647,29 |
| Капитальные вложения без НДС, млн руб. | 30,00 |
| Капитальные вложения с НДС, млн руб. | 35,40 |
| Эксплуатационные затраты, млн руб. | 512,87 |
| в том числе: | |
| – затраты на продление лицензии | 0,0002 |
| – амортизация | 34,20 |
| – материальные затраты | 15,88 |
| – ФОТ со взносами | 111,91 |
| – НДС | 75,26 |
| – налог на имущество | 1,94 |
| – прочие затраты | 203,00 |
| – затраты на капремонт и ликвидацию, млн руб. | 70,68 |
| Списание остаточной стоимости ОФ, млн руб. | 0,21 |
| Чистая прибыль, млн руб. | 99,79 |
| Чистый доход, млн руб. (накопленный денежный поток) | 99,58 |
| Чистый дисконтированный доход, млн руб. (накопленный дисконтированный денежный поток) | 63,43 |
| Срок окупаемости без дисконтирования, лет | 1 |
| Срок окупаемости с дисконтированием, лет | 1 |

Также на рисунках 5 и 6 приведено сравнение показателей чистого дохода (накопленного денежного потока) и чистого дисконтированного дохода (накопленного денежного потока) по существующему варианту разработки (вариант 1) и предложенному варианту разработки (вариант 2).

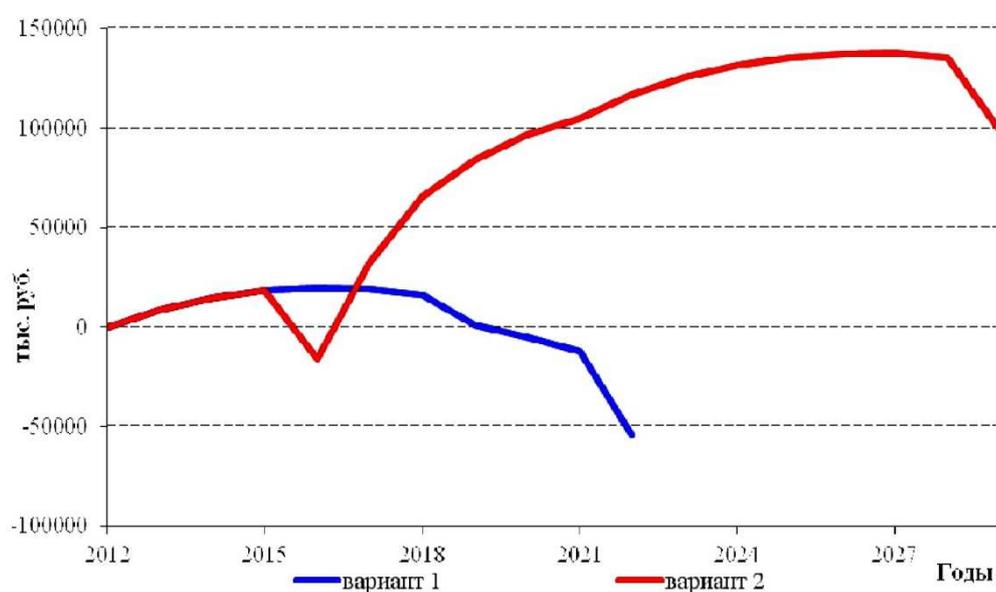


Рисунок 5 – Чистый доход (накопленный денежный поток)

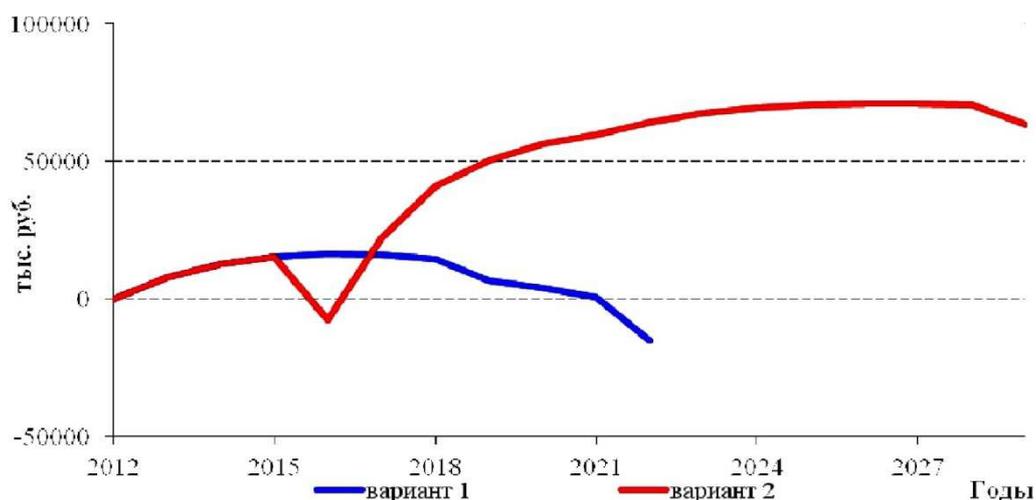


Рисунок 6 – Чистый дисконтированный доход (накопленный денежный поток)

На основе полученных данных представлен вариант использования модульно-компрессорной установки типа 302ГП-3,5/4-14, который по произведённым подсчётам является экономически целесообразным и в дальнейшем принесёт доказанную прибыль.

Также стоит учитывать возможность переноса МКС после ликвидации скважин на Граничном месторождении, на Красноармейское или Патроновское месторождение с затратами только на транспортировку и подключение.

Литература:

1. Коррективы к проекту разработки Граничного месторождения (Южно-Крыловское поднятие) : отчёт / СевКавНИПИгаз; рук. Ильченко Л.А. – Ставрополь, 2001. – 137 с.
2. Пересчёт запасов углеводородов Граничного газоконденсатного месторождения (Южно-Крыловское поднятие) : отчёт / СевКавНИПИгаз; рук. Ильченко Л.А. – Ставрополь, 2004. – 168 с.
3. Коррективы к проекту разработки Граничного газоконденсатного месторождения (Южно-Крыловское поднятие) : отчёт / СевКавНИПИгаз; рук. Ильченко Л.А. – Ставрополь, 2005.
4. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов по форме капитальных вложений / Утверждена временно исполняющим обязанности Председателя Правления ОАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым № 01/07-99 от 09.09.2009 г.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / Утверждены Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК477 от 21.06.1999 г. (вторая редакция).
6. Положение о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах «Газпром добыча Краснодар».
7. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
11. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
12. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
13. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
14. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.

15. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : диссертация ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
16. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
17. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
18. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 267 с.
19. 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.
20. Баландин Л.Н., Грибенников О.А., Свиридова И.А. Текущее состояние работы добывающих скважин в зависимости от забойных давлений // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 65–69.
21. Буркова А.А., Климов В.В. Повышение эффективности добычи углеводородов на месторождении с падающей добычей (на примере Граничного месторождения Краснодарского края) // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 36–41.
22. Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Чернова В.В. Влияние неоднородности пласта на результаты газогидродинамических исследований // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 57–60.
23. Егорова Ю.Л. Применение индикаторных методов для изучения фильтрационных свойств коллекторов и уточнения геологического строения пластов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 76–78.
24. Залоев П.Д., Лешкович Н.М. Повышение дебита Граничного газоконденсатного месторождения на примере использования модульных компрессорных станций // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 83–85.
25. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 170–172.
26. Кокарев М.О., Мирский А.В. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 109–113.

References:

1. Adjustments to the Granichnoye field development project (Yuzhno-Krylovskoye uplift) : report / SevKavNIPGaz; hands. Ilchenko L.A. – Stavropol, 2001. – 137 p.
2. Recalculation of hydrocarbon reserves at the Granichnoye gas condensate field (Yuzhno-Krylovskoye uplift) : report / SevKavNIPGaz; hands. Ilchenko L.A. – Stavropol, 2004. – 168 p.
3. Adjustments to the Granichnoye gas condensate field development project (Yuzhno-Krylovskoye uplift) : report / SevKavNIPGaz; hands. Ilchenko L.A. – Stavropol, 2005.
4. Methodology for evaluating the economic efficiency of investment projects in the form of capital investments / Approved by the Acting Chairman of the Management Committee of OAO Gazprom S.F. Khomyakov № 01/07-99 of 09.09.2009.
5. Methodological recommendations for evaluating the efficiency of investment projects / Approved by the Ministry of Economy of the Russian Federation, the Ministry of Finance of the Russian Federation, the State Committee of the Russian Federation for Construction, Architecture and Housing Policy № VK477 dated 21.06.1999. (second edition).

6. Regulations on production control over compliance with industrial safety requirements at hazardous production facilities of Gazprom dobycha Krasnodar.
7. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011. – 603 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – T. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of the oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013-2014. – T. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific basis and practice of the oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Development of the naphtha and gasvich sverdlovin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
12. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
13. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and well work : educational event. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
14. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning for the increase of the efficiency of the oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.
15. Savenok O.V. Efficiency increase of the basic and information-management technologies in the development of the hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves : dissertation ... Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.
16. Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas field development : textbook. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011. – 203 p.
17. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering for well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
18. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.
19. Tretyak A.Y., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational health and safety during drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novocherkassk : Lik, 2016. – 290 p.
20. Balandin L.N., Gribennikov O.A., Sviridova I.A. Current state of operation of producing wells depending on bottomhole pressures // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles / under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 65–69.
21. Burkova A.A., Klimov V.V. Improving the efficiency of hydrocarbon production at the field with falling production (on the example of the Frontier field of Krasnodar Territory) // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles / under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas reservoirs. – P. 36–41.
22. Verzhbitsky V.V., Gunkina T.A., Chernova V.V. Influence of formation heterogeneity on the results of gas-hydrodynamic research // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles / under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 57–60.
23. Egorova Yu.L. Application of the indicator methods for the study of filtration properties of reservoirs and refinement of the geological structure of reservoirs // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles / under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House - South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 76–78.
24. Zaloev P.D., Leshkovich N.M. Increase of the flow rate of the boundary gas-condensate field on the example of the use of modular compressor stations // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles / under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 83–85.
25. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Y.I. Application of Markov models to the analysis of oil and gas field development and assessment of well production rates // Bulatov Readings: Mathematics of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles / Under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 170–172.

26. Kokarev M.O., Mirskiy A.V. Development of technology for enhanced oil recovery at the late stage of field operation // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles / under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 109–113.

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОВЕРХНОСТНОГО И МЕЖФАЗНОГО
НАТЯЖЕНИЙ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПАВ**

**ANALYSIS OF THE RESULTS OF EXPERIMENTAL STUDIES
TO DETERMINE THE SURFACE AND INTERFACIAL TENSIONS
OF AQUEOUS SURFACTANT SOLUTIONS**

Нвизуг-Би Лейи Клуверт
аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
kluivert_dgreat@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрено влияние неоднородного строения нефтяного пласта на его охват заводнением и возможные пути его повышения. Изложены результаты теоретических, лабораторных и промысловых исследований увеличения охвата пластов воздействием с применением гидродинамических, физико-химических, физических, микробиологических и других методов повышения нефтеотдачи пластов. Обоснована перспективность совершенствования заводнения с применением методов повышения нефтеотдачи пластов, основанных на повышении фильтрационного сопротивления промытых зон нефтеводонасыщенного коллектора. В результате анализа проведённых экспериментальных исследований по вытеснению высоковязкой нефти девонского отложения Серафимовского месторождения Республики Башкортостан Российской Федерации на специально изготовленных лабораторных моделях неоднородного продуктивного пласта выявлено, что сочетание последовательной закачки вытесняющих агентов в виде водных растворов неионогенных ПАВ (технология комплексного воздействия) вызывает дополнительные физико-химические эффекты, позволяющие максимально повысить эффективность заводнения.

Ключевые слова: поверхностное натяжение водных растворов ПАВ; межфазное натяжение водных растворов ПАВ; установка по определению межфазного натяжения; определение поверхностного натяжения растворов ПАВ методом счёта капель; результаты экспериментальных исследований; выбор модели с использованием критериев подобия; проведение испытания по вытеснению.

Nwizug-bee Leyii Kluiwert
Postgraduate student,
Kuban state technological university
kluivert_dgreat@mail.ru

Annotation. The article discusses the effect of the heterogeneous structure of the oil reservoir on its coverage by flooding and possible ways to increase it. The results of theoretical, laboratory and field studies of the increase in reservoir coverage by exposure using hydrodynamic, physicochemical, physical, microbiological and other methods of enhanced oil recovery are presented. The prospect of improving the waterflood using methods of enhanced oil recovery based on increasing the filtration resistance of the washed zones of the oil-saturated reservoir is substantiated. As a result of the analysis of the experimental studies on the displacement of high-viscosity Devonian oil from the Serafimovskoye field of the Republic of Bashkortostan of the Russian Federation on specially manufactured laboratory models of heterogeneous reservoir, it was found that the combination of sequential injection of displacing agents in the form of aqueous solutions of nonionic surfactants (integrated exposure technology) causes additional physical and chemical effects to maximize plant efficiency flooding.

Keywords: surface tension of aqueous surfactant solutions; interfacial tension of aqueous surfactant solutions; installation by definition interfacial tension; determination of the surface tension of surfactant solutions by dropping; results of experimental studies; model selection using similarity criteria; carrying out test on replacement.

Введение

Первые результаты экспериментальных и промысловых исследований по применению поверхностно-активных веществ как добавок при заводнении нефтяных пластов опубликованы в США в 40–50-х годах прошлого столетия. В нашей стране эта проблема изучается более 50 лет и нашла своё отражение в работах П.А. Ребиндера, Г.А. Бабаляна, К.Ф. Жигача, М.М. Кусакова, Ш.К. Гиматудинова, Ф.И. Котяхова, В.В. Девликамова, И.Л. Мархасина, И.И. Кравченко, М.А. Гмана, А.Б. Тумасяна и др.

За это время разработаны в основном физико-химические и технологические основы метода, обоснованы приближённые критерии применимости ПАВ, произведены испытания метода в различных геолого-промысловых условиях.

Однако до настоящего времени многие аспекты этой проблемы до конца не изучены, требуют уточнения и дальнейшего исследования.

Механизм нефтеотдачи при воздействии водных растворов ПАВ на остаточную нефть в коллекторах различных типов сложен и многогранен, что предопределяет необходимость дальнейших экспериментальных и промысловых исследований на современной научной основе.

Актуальность проблемы

В XX веке произошло 15-ти кратное увеличение уровня потребления энергоресурсов, основную долю в которых составляют нефть и газ. В ближайшей перспективе доминирующее положение как основного источника моторных топлив и сырья нефтехимических производств сохранится за нефтью. Вместе с тем, опережающая добыча из активных запасов приведёт к тому, что через 20 лет основной объём мировой добычи до 70 % будет обеспечиваться за счёт трудноизвлекаемых запасов нефти. Уже сегодня в России на большинстве крупнейших нефтяных месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки, доля трудноизвлекаемых запасов увеличилась более чем в 10 раз и продолжает увеличиваться.

Ограниченное применение современных технологий повышения нефтеотдачи приводит к тому, что коэффициент извлечения нефти (КИН) сокращается за десятилетие на 3–4 %. Вместе с тем, рост КИН только на 1 % дал бы России прирост годовой добычи в объёме не менее 10–20 млн тонн, что равносильно открытию нового месторождения. Потому уже сегодня необходимо интенсивно внедрять новые передовые технологии, направленные на вовлечение в разработку всех типов остаточных нефтей на месторождениях, вступивших в завершающую стадию эксплуатации, и эффективное освоение месторождений тяжёлых высоковязких нефтей.

Поэтому исследование направлено на решение актуальной задачи – разработку комплекса технологий для повышения нефтеотдачи пластов и увеличения дебита добывающих скважин.

Объектом исследования являются качественные показатели и эффективность вытеснения нефти раствором ПАВ.

Цели и задачи исследований

Целью настоящих исследований является возможность повышения эффективности разработки месторождений высоковязких нефтей с применением поверхностно-активных веществ. Увеличение коэффициента извлечения высоковязкой нефти в условиях неоднородных по проницаемости пластов должно обеспечиваться за счёт внедрения технологии закачки поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Сталагмометрическое определение поверхностного и межфазного натяжений водных растворов поверхностно-активных веществ

Описание сталагмометра

В качестве средства измерения используется сталагмометр СТ-1 (рис. 1).

Основной частью прибора является микрометр 1, обеспечивающий фиксированное перемещение поршня 2 в цилиндрическом стеклянном корпусе медицинского шприца 3. Шток поршня 2 соединён с пружиной 4, благодаря чему исключается его самопроизвольное перемещение.

Микрометр со шприцом укреплены с помощью скобы 5 и втулки 6, которая может свободно передвигаться по стойке штатива 7 и фиксироваться на любой её высоте винтом 8. На наконечник шприца надета капиллярная трубка из нержавеющей стали 9 (капилляр). Для определения поверхностного натяжения растворов ПАВ на границе с воздухом используется капилляр с прямым кончиком, а для межфазного натяжения методом счёта капель – капилляр с загнутым кончиком. При вращении микровинта пружина 4, сжимаясь, давит на шток поршня 2, который, перемещаясь в корпусе шприца, заполненного исследуемой жидкостью, выдавливает её из кончика капилляра 10 в

виде капли. При достижении критического объёма капли отрываются и падают (для измерения поверхностного натяжения методом счёта капель) или всплывают и образуют слой (для измерения межфазного натяжения методом объёма капель).

Поскольку величина межфазного и поверхностного натяжения зависит от температуры соприкасающихся фаз, сталагмометр помещён в термостатирующий шкаф.

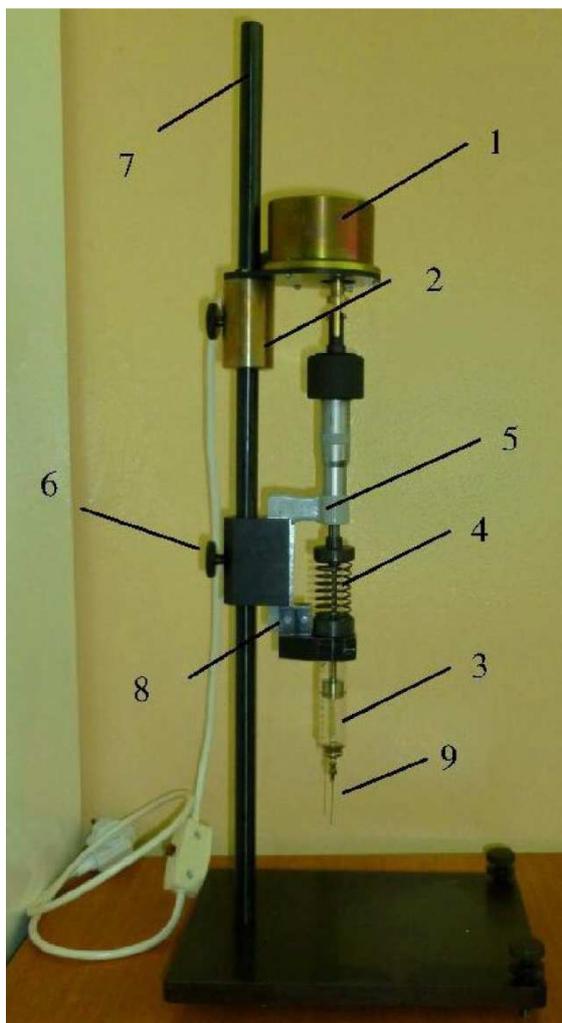


Рисунок 1 – Установка по определению межфазного натяжения СТ-1:
1 – микрометр; 2 – поршень; 3 – шприц; 4 – пружина; 5 – скоба; 6 – втулка; 7 – штатив; 8 – винт; 9 – капилляр

Определение поверхностного натяжения растворов ПАВ методом счёта капель

Поверхностное натяжение σ возникает на границе раздела фаз. Молекулы на границах раздела фаз не полностью окружены другими молекулами того же вида по сравнению с соответствующими молекулами в объёме фазы, поэтому поверхность раздела фаз в межфазном поверхностном слое всегда является источником силового поля. Результат этого явления – нескомпенсированность межмолекулярных сил и наличие внутреннего или молекулярного давления. Для увеличения площади поверхности необходимо вывести молекулы из объёмной фазы в поверхностный слой, совершив работу против межмолекулярных сил.

Поверхностное натяжение растворов определяют методом счёта капель с использованием сталагмометра, который заключается в отсчёте капель при медленном вытекании исследуемой жидкости из капилляра. В данной работе используется относительный вариант метода, когда одна из жидкостей (дистиллированная вода), поверхностное натяжение которой при данной температуре точно известно, выбирается в качестве стандартной.

Перед началом работы сталагмометр тщательно промывают хромовой смесью, затем несколько раз ополаскивают дистиллированной водой, так как следы жира (ПАВ) сильно искажают полученные результаты.

Сначала опыт проводят с дистиллированной водой: набирают раствор в прибор и дают жидкости по каплям вытекать из сталагмометра в стаканчик. Когда уровень жидкости достигнет верхней метки, начинают отсчёт капель n_0 ; отсчёт продолжают до достижения уровнем нижней метки. Эксперимент повторяют 4 раза. Для расчёта поверхностного натяжения используют среднее значение количества капель. Разница между отдельными отсчётами не должна превышать 1–2 капли. Поверхностное натяжение воды σ_0 табличная величина. Плотность растворов определяется пикнометрически.

Повторяют эксперимент для каждой исследуемой жидкости. Чем меньше поверхностное натяжение истекающей из сталагмометра жидкости, тем меньший объём имеет капля и тем больше будет число капель. Сталагмометрический метод даёт достаточно точные значения поверхностного натяжения растворов ПАВ. Измеряют число капель n исследуемого раствора, вычисляют поверхностное натяжение σ по формуле:

$$\sigma_x = \frac{\sigma_0 \cdot n_0 \cdot \rho_x}{n_x \cdot \rho_0}, \quad (1)$$

где σ_0 – поверхностное натяжение воды при температуре опыта; n_0 и n_x – число капель воды и раствора; ρ_0 и ρ_x – плотности воды и раствора.

По полученным данным эксперимента строится график зависимости величины поверхностного натяжения на границе «раствор ПАВ – воздух» от концентрации (изотерма поверхностного натяжения).

Определение межфазного натяжения растворов ПАВ

Среди многообразных поверхностных явлений, протекающих на границах раздела фаз, особое влияние оказывает межфазное натяжение.

При рассмотрении системы «вода – нефть» на их границе раздела всегда существует межфазное натяжение. Молекула воды, удалённая от поверхности раздела, со всех сторон окружена другими молекулами воды. Поэтому результирующая сила взаимодействия этой молекулы с другими молекулами равна нулю. Молекула, расположенная на поверхности раздела, подвержена действию, с одной стороны, молекул масла, расположенных выше границы раздела, а с другой стороны, молекул воды, лежащих ниже этой границы. Результирующая сила взаимодействия этой молекулы не равна нулю. Вследствие этого возникают силы межфазного натяжения, и образуется поверхностный слой типа упругой мембраны.

Величина межфазного натяжения разных тел на границе раздела различных соприкасающихся фаз не одинакова и является для них физической характеристикой.

Приборы для определения межфазного натяжения основываются на измерении усилия, необходимого для разрыва поверхности межфазного раздела по периметру определённой длины. Наибольшее распространение получил метод определения объёма капель, выдавливаемых из капилляра на границе раздела фаз.

Межфазное натяжение на границе двух жидкостей определяется по формуле:

$$\sigma = K \cdot V \cdot (\rho_1 - \rho_2), \quad (2)$$

где σ – межфазное натяжение, мН/м; K – постоянная капилляра, мНм³/ (м·кг); V – объём выдавливаемой капли, в делениях шкалы; ρ_1, ρ_2 – плотность граничащих жидкостей, кг/м³.

Для определения постоянной капилляра необходимо измерить межфазное поверхностное натяжение такой органической жидкости на границе с дистиллированной водой, для которой это значение имеется в справочнике. Например, величина поверхностного натяжения на границе «октан – дистиллированная вода» по справочнику равна 50,98 мН/м.

Определив на сталагмометре объём выдавливаемой капли, постоянную капилляра K определяют по формуле:

$$K = \frac{50,98}{V \cdot (\rho_w - \rho_o)}, \quad (3)$$

где K – постоянная капилляра, мНм³/(м·кг); 50,98 – значение поверхностного натяжения на границе «октан – дистиллированная вода», мН/м; V – объём всплывшей капли в делениях шкалы; ρ_w – плотность воды, кг/м³; ρ_o – плотность октана, кг/м³.

Проведение испытания

Устанавливается температура в термостате, равная 30 °С. Шприц заполняется нефтью и закрепляется с помощью скобы 14 на штативе. В стаканчик до метки наливается дистиллированная вода и в неё помещается загнутый капилляр, который с помощью медицинской иглы 10 надевается на шприц 4. Поверхность капилляра должна быть обезжирена хромовой смесью (концентрированная серная кислота + хромовокислый калий). Записывается число делений лимба микрометра и включается в сеть электродвигатель, который приводит во вращение микровинт, сообщающий поршню поступательное движение. Поршень шприца 4 начинает медленно перемещаться, вытесняя тем самым нефть из капилляра. В связи с этим на кончике капилляра формируется капля, которая при достижении критического объёма отрывается от капилляра и всплывает на поверхность воды. В момент отрыва капли необходимо отключить электродвигатель от электросети и записать число делений лимба микрометра. Вычисляется объём выдавливаемой капли в делениях лимба микровинта. Проводится не менее 10 подобных замеров и берётся среднее значение объёма капли V , по которому вычисляется величина межфазного натяжения на границе «нефть – дистиллированная вода»:

$$\sigma_{w-n} = K \cdot V \cdot (\rho_w - \rho_n), \quad (4)$$

где σ – межфазное натяжение, мН/м; K – постоянная капилляра, мНм³/(м·кг); V – объём выдавливаемой капли, в делениях шкалы; ρ_n – плотность нефти, кг/м³.

По полученным данным эксперимента строится график зависимости величины межфазного поверхностного натяжения на границе «нефть – вода» от температуры.

Результаты экспериментальных исследований поверхностной и межфазной активности ПАВ

После подготовки сталагмометра к проведению измерений была произведена тарировка прибора. Была рассчитана константа K на границе «дистиллированная вода – октан» ($K = 0,008974$). Затем были проведены лабораторные исследования при комнатной температуре (24 °С). Результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты измерения поверхностного натяжения растворов ПАВ, дистиллированная вода

| Концентрация, % | Плотность, г/см ³ | Количество капель, шт. | Поверхностное натяжение, мН/м |
|-----------------|------------------------------|------------------------|-------------------------------|
| вода | 0,998 | 122 | 72,98 |
| 0,05 | 0,995 | 222 | 34,6 |
| 0,1 | 0,995 | 238 | 32,3 |
| 0,2 | 0,995 | 243 | 31,6 |
| 0,3 | 0,995 | 256 | 30,0 |
| 0,4 | 0,994 | 257 | 29,9 |
| 0,5 | 0,994 | 258 | 29,8 |
| 0,6 | 0,994 | 260 | 29,5 |
| 0,7 | 0,993 | 261 | 29,4 |
| 0,8 | 0,993 | 262 | 29,3 |
| 0,9 | 0,993 | 264 | 29,1 |
| 1,0 | 0,993 | 266 | 28,8 |

По таблице 1 были построены изотерма поверхностного натяжения (рис. 2) и изменение относительного поверхностного натяжения (рис. 3).

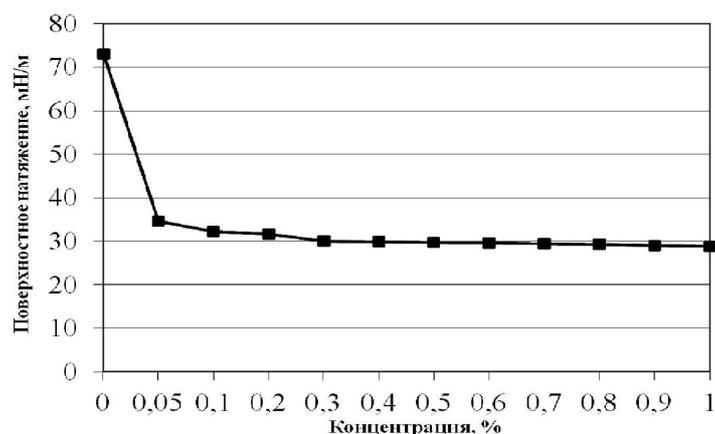


Рисунок 2 – Изотерма поверхностного натяжения растворов ПАВ

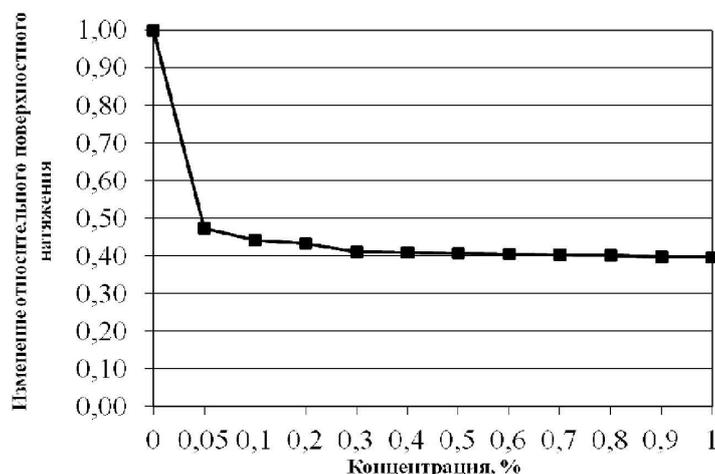


Рисунок 3 – Изменение относительного поверхностного натяжения

Как видно, для раствора с концентрацией 0,1 % поверхностное натяжение меньше примерно на 15 %. Максимальное изменение характерно для раствора 5 % концентрации, оно составляет 40 % или снижено в 2,5 раза. При этом значения для 2,5 и 5 % близки.

Межфазное натяжение на границе «трансформаторное масло – дистиллированная вода» составляет 41,5 мН/м. Эксперименты проводились с нефтью девонского отложения Серафимовского месторождения Республики Башкортостан Российской Федерации. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты измерения межфазного натяжения растворов ПАВ, дистиллированная вода

| Концентрация, % | Значения лимба | Константа | Плотность раствора, г/см ³ | Плотность трансформаторного масла, г/см ³ | Межфазное натяжение, мН/м |
|-----------------------|----------------|-----------|---------------------------------------|--|---------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Дистиллированная вода | 30 | 0,008974 | 998 | 844 | 41,5 |
| 0,05 | 2,5 | 0,008974 | 995 | 844 | 3,4 |
| 0,1 | 1,9 | 0,008974 | 995 | 844 | 2,6 |
| 0,2 | 1,8 | 0,008974 | 995 | 844 | 2,4 |
| 0,3 | 1,8 | 0,008974 | 995 | 844 | 2,4 |
| 0,4 | 1,7 | 0,008974 | 994 | 844 | 2,3 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|-----|-----|----------|-----|-----|-----|
| 0,5 | 1,6 | 0,008974 | 994 | 844 | 2,2 |
| 0,6 | 1,5 | 0,008974 | 994 | 844 | 2,0 |
| 0,7 | 1,4 | 0,008974 | 993 | 844 | 1,9 |
| 0,8 | 1,3 | 0,008974 | 993 | 844 | 1,7 |
| 0,9 | 1,2 | 0,008974 | 993 | 844 | 1,6 |
| 1,0 | 1,1 | 0,008974 | 993 | 844 | 1,5 |

Как видно, максимальное снижение межфазного натяжения характерно для 5 % раствора. Снижение составляет примерно 19 раз, что ярко представлено на рисунках 4 и 5.

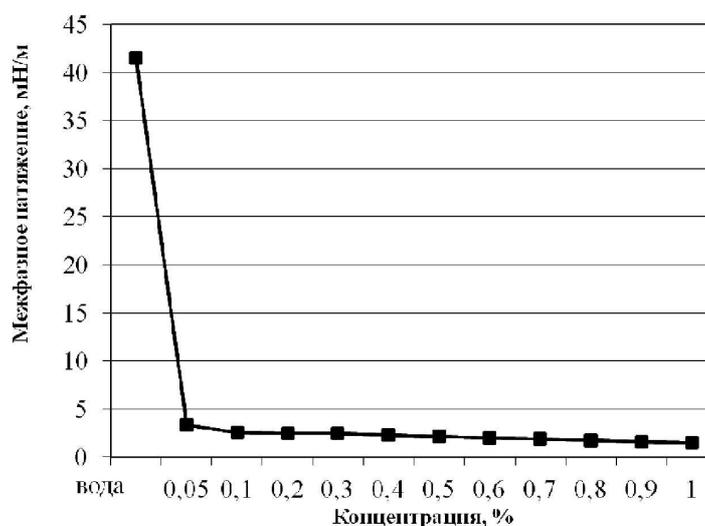


Рисунок 4 – Изотерма межфазного натяжения растворов ПАВ, дистиллированная вода

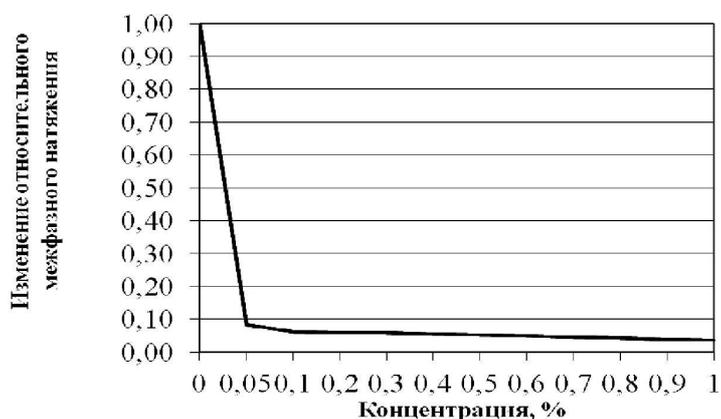


Рисунок 5 – Изменение относительного межфазного натяжения

По рисунку 4 видно, что значения для 2,5 и 5 % близки. Оба значения предположительно покажут высокую отмывающую способность, что следует подтвердить в последующих экспериментах по отмыву почвы и песка от нефтяного загрязнения.

Обоснование выбора модели с использованием критериев подобия

При подготовке к проведению экспериментов были рассчитаны и изготовлены насыпные модели, руководствуясь известными критериями подобия при фильтрации через модели пласта.

Проведём расчёт размеров модели и условий эксперимента исходя из критериев подобия пластовых и модельных условий.

Общепринято в настоящее время при проведении фильтрационных исследований использовать условия подобия и вытекающие из них количественные критерии подобия. Выбор параметров экспериментов основан на безразмерных отношениях величин, характеризующих физический процесс, происходящий в исследуемой модели. Метод анализа размерностей или приведение к безразмерному виду уравнений, описывающих изучаемый процесс, позволяют получить критерии подобия.

При осуществлении физического моделирования практически невозможно поддерживать условие:

$$\left[\frac{L^2}{k} \right]_{\text{нат}} = \left[\frac{L^2}{k} \right]_{\text{мод}}, \quad (5)$$

потому что в этом случае проницаемость модели должна быть слишком мала. Таким образом, затрудняется точное моделирование процесса.

Приближённое моделирование осуществимо при пренебрежении величиной капиллярного давления и допущении, что процесс не зависит от соотношения $\frac{\sigma}{\sqrt{\left(\frac{k}{m} \cdot \Delta P\right)}}$,

где σ – коэффициент поверхностного натяжения на границе раздела фаз, ΔP – перепад давления на модели. С капиллярностью связан только комплекс $\frac{\sigma}{(k \cdot |\text{grad } P|)}$,

влияющий на значения фазовых проницаемостей по нефти и воде. Приближённое подобие достигается при сохранении условий и требования от используемой модели условия, что величина капиллярного давления незначительна по сравнению с общим перепадом по модели:

$$\left[\frac{\sigma}{(k \cdot |\text{grad } P|)} \right]_{\text{нат}} = \left[\frac{\sigma}{(k \cdot |\text{grad } P|)} \right]_{\text{мод}}; \quad (6)$$

$$\left[\frac{P_{k0}}{\Delta P_0} \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{P_{k0}}{\Delta P_0} \right]_{\text{нат}}. \quad (7)$$

Известно понятие стабилизированной зоны – области, в которой происходит переход от движения чистой нефти к отмыву нефти. Длина этой области приблизительно постоянна.

Допустим, что в экспериментах относительный размер стабилизированной зоны равняется величине x^* , тогда соответствующее значение критерия подобия

$$\pi_1 = \frac{x^*}{C}, \quad (8)$$

где C – параметр, который зависит от соотношения вязкостей вытесняющей воды и нефти.

Анализ проведённых исследований показывает, что для $\pi_1 \leq 0,6$ нефтеотдача практически не зависит от дальнейшего уменьшения этого критерия.

Помимо критерия π_1 , необходимо удовлетворение критерия:

$$\pi_2 = \frac{\sigma_{\text{мод}}}{k_{\text{мод}} \cdot |\text{grad } P|_{\text{мод}}}. \quad (9)$$

В результате экспериментов установлено, что для слабоцементированных песчаников изменение критерия π_2 влияет на процесс вытеснения лишь до значения $\pi_2 = 0,5 \cdot 10^6$. При более высоких значениях π_2 процесс становится автомодельным. Это позволяет не соблюдать равенство чисел π_2 для модели и природы и ограничиться в проводимых экспериментах тем значением этого параметра, при превышении которого его изменение несущественно влияет на процесс.

Теперь определим параметры экспериментов по вытеснению нефти, при которых достигается приближённое подобие при относительных размерах образца.

Из формулы (9) находится минимальный перепад давления модели:

$$\Delta P_{\min} = \frac{\sigma \cdot C}{\pi_{2\min} \cdot k \cdot \Delta P} \quad (10)$$

Из соотношения (5) учитывая, что для соблюдения подобия должно выполняться его соотношение:

$$\left[\frac{\sigma \cdot L}{k \cdot \Delta P} \right]_{\text{мод}} \geq \pi_{2\min}, \quad (11)$$

получим формулу для минимальной длины модели:

$$L_{\min} = \frac{\pi_{2\min} \cdot k \cdot \Delta P}{\sigma} \quad (12)$$

Подставляя из (10) значение ΔP_{\min} , получим:

$$L_{\min} = \frac{\pi_{2\min} \cdot \sqrt{k \cdot m \cdot c}}{x^*} \quad (13)$$

Коэффициент π_1 рекомендуется брать равным $\leq 0,5$, примем $\pi_1 = 0,26$, π_2 равным $0,5 \cdot 10^6$, $x^* = 0,26 \cdot C$. Средняя пористость насыпных моделей 0,38, средняя проницаемость по воде для насыпной модели при проведении экспериментов равна 0,186 мкм², измеренное межфазное натяжение на границе «вода – трансформаторное масло» составляет $\sigma = 41,5$ мН/м², динамическая вязкость трансформаторного масла, использованного при проведении экспериментов – $\mu_H = 9,924$ мПа·с, вязкость воды $\mu_в = 0,914$ мПа·с,

$\mu_о = \frac{\mu_в}{\mu_H} = \frac{0,914}{9,924} = 0,0921$. Для значения $\mu_о = 0,0921$ величина $C = 0,48$.

Тогда из формулы $\Delta P_{\min} = \frac{\sigma \cdot \sqrt{m \cdot c}}{\sqrt{k \cdot x^*}}$ находим минимальный перепад давления:

$$\Delta P_{\min} = \frac{41,5 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{0,38 \cdot 0,48}}{\sqrt{0,186 \cdot 10^{-12} \cdot 0,26 \cdot 0,48}} = 3,553 \text{ МПа.}$$

Минимальную длину образца можно оценить по условию (13), откуда:

$$L_{\min} = \frac{0,5 \cdot 10^6 \cdot 0,186 \cdot 10^{-12} \cdot 1,04 \cdot 98100}{0,0302} = 0,314 \text{ м.}$$

Одним из основных факторов, влияющих на механизм вытеснения модели нефти водой, является соблюдение правил выбора модели пласта. При проведении опыта процесс должен быть точно или же приближённо подобным натуральному, т.е. при вытеснении нефти водой должны обеспечиваться условия подобия, что при вытеснении трансформаторного масла водой длина модели должна быть не меньше длины стабилизированной зоны. Основными критериями, характеризующими процесс вытеснения масла водой, являются:

$$\pi_1 = \frac{\sigma}{\Delta p \sqrt{\frac{k}{m}}}; \quad \pi_2 = \frac{\sigma}{k \cdot |\text{grad } p|}, \quad (14)$$

где π_1 – критерий пласта и модели, выражающий отношение перепада давления к капиллярному давлению на водонефтяном контакте; π_2 – критерий, выражающий отношение капиллярного давления к градиенту внешнего давления.

А.А. Эфрос указывает, что при значении критерия $\pi_1 \leq 0,6$ нефтеотдача мало зависит от дальнейшего уменьшения этого параметра, и поэтому в опытах по вытеснению масла водой можно не учитывать пластовое значение π_1 , а ограничиться его максимально допустимой величиной.

При $\pi_2 \geq 0,5 \cdot 10^6$ также можно не соблюдать равенство для модели и природы, а ограничиться в опытах тем значением π_2 , выше которого его изменение не оказывает существенного влияния на процесс вытеснения. Эти соображения позволяют определять параметры опытов по вытеснению масла водой, в которых при сравнительно небольших размерах образца достигается приближённое подобие.

Проведение испытания по вытеснению

Целью работ по вытеснению нефти из моделей пластов является оценка эффективности применения метода повышения нефтеотдачи с использованием ПАВ.

Добавка ПАВ к закачиваемой воде приводит к снижению межфазного натяжения воды на границе с нефтью. При низком межфазном натяжении капли нефти легко деформируются, благодаря чему уменьшается работа, необходимая для проталкивания их через сужения пор, что увеличивает скорость их перемещения в пласте. Добавка ПАВ к воде приводит к уменьшению краевых углов избирательного смачивания, т.е. к улучшению смачиваемости породы водой. Кроме того, ПАВ способны диффундировать из водных растворов в нефть, вызывая снижение аномалий её вязкости. И, наконец, водные растворы ПАВ обладают повышенными моющими свойствами и способствуют отрыву нефтяной плёнки от поверхности пород.

Под действием ПАВ происходит диспергирование нефти в воде, причём ПАВ в определённой мере стабилизируют образующуюся дисперсию. Размеры капель нефти уменьшаются. Вероятность их прилипания к твёрдой поверхности уменьшается. Всё это в конечном итоге ведёт к повышению нефтепроницаемости пористой среды и коэффициента вытеснения нефти из пласта. В нефтепромысловой практике для увеличения нефтеотдачи пласта наибольшее применение получили неионогенные ПАВ, которые либо непрерывно закачиваются в пласт в виде низкоконцентрированных (0,05–0,10 %) водных растворов, либо периодически закачиваются в виде оторочек высококонцентрированных (5–10 %) водных растворов. Лабораторные исследования показали, что при использовании ПАВ нефтеотдача может возрастать в 1,10–1,12 раза по сравнению с обычным заводнением.

Эффективность вытеснения нефти из пласта оценивается коэффициентом нефтеотдачи, который равен отношению объёма извлечённой из пласта нефти к первоначальному объёму нефти в пласте.

Основным показателем эффективности метода повышения нефтеотдачи пластов по результатам лабораторных опытов обычно считается величина коэффициента вытеснения нефти.

В опытах по определению коэффициента вытеснения нефти в качестве модели нефти используют трансформаторное масло (марка Т1500У), а в качестве нефтеносной породы – кварцевый песок.

Для проведения работы необходимо иметь трансформаторное масло (модель нефти), специально подготовленные модели продуктивного пласта – кварцевый песок с заданной фракцией зёрен (обычно $(2,0–3,0) \cdot 10^{-4}$ м) (при моделировании терригенных пород-коллекторов). После загрузки каждой порции производится уплотнение слоя песка лёгким постукиванием деревянной палочкой по стеклянной трубке. Высота насыпного слоя песка должна составлять всю длину трубки до выходного отверстия, сообщающегося с атмосферой.

Определение пористости

По разности масс моделей, заполненных воздухом и водой, определяется пористость изготовленной модели. При определении пористости предполагается, что в насыщенной водой модели всё поровое пространство заполнено водой. Это положение допустимо для насыпной (несцементированной) модели, где отсутствуют закрытые, не связанные между собой поры. После набивки модель взвешивается. Масса модели, заполненной воздухом, обозначается m_1 . После насыщения модели водой модель повторно взвешивается. Масса модели, заполненной водой, обозначается m_2 . Тогда масса воды, находящейся в модели:

$$m_в = m_2 - m_1. \quad (15)$$

Так как плотность воды известна ($\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$), вычисляем её объём в модели:

$$V_{\text{в}} = \frac{m_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}}}. \quad (16)$$

Пользуясь принятым ранее допущением, что вода занимает все поры модели и зная объём пустой модели (объём пустой трубы), находим пористость m :

$$m = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{пм}}}, \quad (17)$$

где $V_{\text{в}}$ – объём воды; $V_{\text{пм}}$ – объём пустой модели.

По результатам экспериментов вычисляется коэффициент вытеснения:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{мод}}}. \quad (18)$$

Нагнетание воды осуществляется до полной обводнённости проб жидкости, выходящих из пласта. Определяется количество выделившейся жидкости, в том числе нефти.

Рассчитывается коэффициент нефтеотдачи $K_{\text{Н(по воде)}}$ для первичного нефтевытеснения по формуле:

$$K_{\text{Н(по воде)}} = \frac{V_1}{V_{\text{Н}}}, \quad (19)$$

где $K_{\text{Н(по воде)}}$ – коэффициент нефтеотдачи первой стадии; V_1 – количество нефти, выделившейся в результате вытеснения водой (первичного нефтевытеснения), мл; $V_{\text{Н}}$ – исходная нефтенасыщенность, мл.

Затем вслед за водой в пласт нагнетается оторочка исследуемого реагента в количестве, равном одному поровому объёму. После ввода реагента в пласт вновь закачивается дистиллированная вода до полной обводнённости проб, выходящих из пласта. Определяется количество выделившейся жидкости, в том числе нефти.

Рассчитывается коэффициент нефтеотдачи $K_{\text{Н(прирост)}}$ для вторичного нефтевытеснения по формуле:

$$K_{\text{Н(прирост)}} = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{Н}}}, \quad (20)$$

где $K_{\text{Н(прирост)}}$ – коэффициент нефтеотдачи на заключительной стадии; $V_{\text{п}}$ – количество нефти, выделившейся в результате вытеснения оторочкой с последующим проталкиванием водой (вторичного нефтевытеснения), мл; $V_{\text{Н}}$ – исходная нефтенасыщенность, мл.

Рассчитывается коэффициент извлечения нефти (КИН) на остаточную нефтенасыщенность по формуле:

$$K_{\text{Н(на ост)}} = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{п}} - V_1}. \quad (21)$$

Рассчитывается суммарный коэффициент нефтеотдачи по формуле:

$$K_{\text{полн}} = K_{\text{Н(по воде)}} + K_{\text{Н(прирост)}}, \quad (22)$$

где $K_{\text{полн}}$ – суммарный коэффициент нефтеотдачи.

При изучении фильтрационных характеристик моделей пласта проницаемость определяли по формуле:

$$k = \frac{V \cdot L \cdot \mu}{\tau \cdot F \cdot \Delta p} = \frac{Q \cdot L \cdot \mu}{F \cdot \Delta p}, \quad (23)$$

где k – коэффициент проницаемости среды, м²; V – объём жидкости, м³; L – длина модели пласта, м; τ – время фильтрации жидкости через пористую среду, с; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с; F – площадь поперечного сечения образца или эффективная площадь рассматриваемого объёма пористой среды, м²; Δp – перепад давления на длине среды, Па; Q – объёмный расход жидкости, м³/с.

Вытеснение нефти из модели пласта производят при постоянной скорости или при постоянном перепаде давления. Объёмная скорость закачки воды выбирается согласно принятой системе разработки изучаемого объекта.

В процессе вытеснения нефти непрерывно осуществляется контроль температуры, фиксируется перепад давления и расход прокачанной жидкости и вытесненной нефти.

Период безводного вытеснения нефти в опытах заканчивается после прокачки через модель пласта воды в объёме 0,5–0,8 поровых объёмов всей модели. При этом вытесняется 90–95 % подвижной нефти. Полное вытеснение нефти, как правило, достигается после прокачки 1,2–1,5 поровых объёмов воды.

Нагнетание вытесняющей воды проводят непрерывно до полного обводнения вытесняемой жидкости. Объём вытесняемой нефти V_n фиксируют, при этом учитывают также нефть, отделяемую из проб воды путём их центрифугирования.

После вытеснения нефти вычисляют коэффициент нефтевытеснения по формуле: $K_{\text{выт}} = \frac{V_n}{V_{n(\text{нач})}}$, который обычно выражают в процентах.

Следующим этапом исследования является закачка оторочки (порции) композиции химреагента. Объём оторочки определяют, исходя из параметров соответствия реальным условиям или на основании серии предварительных экспериментов. После закачки оторочки композиции химреагента в модель вновь закачивают воду. На протяжении всего процесса строго фиксируют объём и состав вытесняемой жидкости, а также динамику изменения давления в системе.

Суммируя объём дополнительно вытесненной нефти (ΔV_n) производят расчёт прироста коэффициента нефтевытеснения ($\Delta K_{\text{выт}}$) и оценивают эффективность используемой композиции химреагента.

При проведении экспериментов выполняются следующие условия. Кратность проведения опытов – не менее 3-х раз. Число параллельных определений в опыте 2–3-х кратное. Математическую обработку результатов экспериментов, построение корреляционных зависимостей и расчёт коэффициентов корреляции проводят с помощью ПК.

Насыпная модель пласта позволяет смоделировать лишь проницаемость пласта и в некоторых случаях его пористость. Структура порового пространства существенно отличается от той, которую можно наблюдать в нефтяном пласте. Связано это с тем, что в насыпной модели, состоящей из плотно упакованных песчинок, все поры связаны между собой, имеют приблизительно одинаковые размеры, отсутствуют закрытые поры. Однако на первом этапе применение насыпных моделей является целесообразным, так как требуется получить качественные закономерности процесса вытеснения нефти водным раствором ПАВ. Применительно к условиям конкретного месторождения справедливы качественные зависимости, полученные на насыпных моделях, однако количественные показатели эффективности воздействия (прирост и конечные значения коэффициента вытеснения) необходимо уточнять исследованиями воздействия водным раствором ПАВ на естественных кернах.

Заключение

В работах многих авторов, начиная с 60-х годов прошлого столетия, особо подчёркивается необходимость комплексных физико-химических исследований промысловых ПАВ.

Однако до сих пор оценивают лишь влияние концентрации реагента на величину межфазного натяжения. Вопросы, связанные с влиянием температуры на свойства ПАВ, не изучаются.

Рассмотрено влияние неоднородного строения нефтяного пласта на его охват заводнением и возможные пути его повышения. Изложены результаты теоретических, лабораторных и промысловых исследований увеличения охвата пластов воздействием с применением гидродинамических, физико-химических, физических, микробиологических и других методов повышения нефтеотдачи пластов. Обоснована перспективность совершенствования заводнения с применением методов повышения нефтеотдачи пластов, основанных на повышении фильтрационного сопротивления промытых зон нефтеводонасыщенного коллектора.

В результате анализа экспериментальных исследований по вытеснению высоковязкой нефти девонского отложения Серафимовского месторождения Республики Башкортостан Российской Федерации на специально изготовленных лабораторных моделях неоднородного продуктивного пласта выявлено, что сочетание последовательной закачки вытесняющих агентов в виде водных растворов неионогенных ПАВ (технология комплексного воздействия) вызывает дополнительные физико-химические эффекты, позволяющие максимально повысить эффективность заводнения.

Установлено, что неионогенные ПАВ, непосредственно введённые в нефть месторождения девонского отложения Серафимовского месторождения или перешедшие в неё путём диффузии из водных растворов, оказывают диспергирующее действие на основные структурообразующие компоненты пластовой нефти – асфальтены, в результате чего снижаются аномалии вязкости нефти и повышается коэффициент её вытеснения из модели продуктивного пласта.

Литература:

1. Бабалян Г.А. [и др.]. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. – М. : Недра, 1983. – 216 с.
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. 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. Метрические и неметрические единицы физических величин (при строительстве, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин) : справочное руководство. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 78 с.
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. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів: Сполум, 2018. – 476 с.
9. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. – М. : КУБК-а, 1997. – 351 с.
10. Муслимов Р.Х. [и др.]. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения: в 2 томах. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – Т. 1. – 490 с.
11. Муслимов Р.Х. [и др.]. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения: в 2 томах. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – Т. 2. – 286 с.
12. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
13. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
14. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дисс. ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.

15. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
16. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
17. Сургучёв М.Л., Швецов В.А., Сурина В.В. Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1977. – 175 с.
18. Сургучёв М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
19. Сургучёв М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. Методы извлечения остаточной нефти. – М. : Недра, 1991. – 346 с.
20. Эффективность вытеснения нефти раствором поверхностно-активного вещества. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b2ac68a4c53a88521306d36_0.html
21. Ганиев Р.Р. Технология повышения нефтеотдачи пластов на основе ПАВ // Нефтепромышленное дело. – 1994. – № 5. – С. 8–10.
22. Муслимов Р.Х., Галеев Р.Г., Сулейманов Э.И. О комплексной системе разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 42. – С. 26–34.
23. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Адаби Стефиние Нвоси-Анеле. Диверсификация экономики Нигерии с битумом и тяжёлой нефтью // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 105–108.
24. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Изучение фильтрационно-емкостных характеристик битуминозного месторождения Yegbata на юго-западе Нигерии // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 1 Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 26–29.
25. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. ГХ-МС анализ общих нефтяных углеводородов и многоциклических ароматических углеводородов в образцах битума юго-западной части Нигерии // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : материалы Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) (02–03 ноября 2017 года). Секция «Геология, технологии разработки месторождений и добычи высоковязких нефтей и битумов»; под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2018. – С. 94–99.
26. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Испытание керн для комбинированных способов разработки битуминозных месторождений «Yegbata» на юго-западе Нигерии // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : материалы Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) (02–03 ноября 2017 года). Секция «Геология, технологии разработки месторождений и добычи высоковязких нефтей и битумов»; под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2018. – С. 99–102.
27. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Газово-хроматографо-масс-спектрометрический анализ общих нефтяных углеводородов и многоциклических ароматических углеводородов битуминозных отложений Нигерии // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 4. – С. 27–31.
28. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Обзор по разработке месторождений битума и тяжёлой нефти в Нигерии // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 194–197.
29. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю. Оценка восстановления проницаемости образцов битуминозного керн месторождения Yegbata после воздействия технологических жидкостей // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 4. – С. 48–50.
30. Нвизуг-Би Лейи Ключерт [и др.]. Применение комбинированного способа физико-химических воздействий на образцы керн битуминозных месторождений на юго-западе Нигерии // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 2 (43). – С. 50–54.
31. Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 168–188.
32. Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Обзор современных представлений и анализ эффективности механизма вытеснения нефти из пористой среды с применением ПАВ // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 94–111.

33. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Сталагмометрическое определение поверхностного и межфазного натяжений водных растворов поверхностно-активных веществ // 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. 65–68.

34. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Результаты экспериментальных исследований поверхностной и межфазной активности ПАВ // 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. 68–70.

35. Пономарев А.И., Ахунов Р.Р. Применение АСП заводнения, как третичного метода воздействия на пласт, с целью извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 101–102.

36. Шахмеликьян М.Г., Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Анализ применения технологии пароциклического метода интенсификации вязких и высоковязких нефтей // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 217–242.

37. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю. Физико-химическое воздействие на образцы битуминозного ядра месторождения Yegbata на юго-западе Нигерии // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 91–93.

38. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER), 2017. – Volume 12, Number 23. – Pp. 13788–13795.

39. Nwizug-bee Leyii Kluivert. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples of South Western Nigeria // Международный научный журнал «Устойчивое развитие горных территорий». – Владикавказ : Издательство Северо-Кавказский горно-металлургический институт (Государственный технологический университет), 2018. – Т. 10. – № 1 (35). – С. 63–68.

References:

1. Babalyan G.A. [et al.]. Development of oil fields with the use of surface-resistant active substances. – M. : Nedra, 1983. – 216 p.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: in 2 volumes: textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Т. 1–2.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells: textbook for university students. – Krasnodar: Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012-2015. – Т. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Metric and non-metric units of physical veliches (during construction, operation and repair of the oil and gas wells) : reference manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 78 p.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of the oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Development of the naphtha and gasvich sverdlov. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
9. Galeyev R.G. Increase of the hard-to-recover hydrocarbon reserves output. – M. : CUBC, 1997. – 351 p.
10. Muslimov R.Kh. [and others]. Geology, development and exploitation of Romashkinskoye oil field: in 2 volumes. – MOSCOW: WNIOENG, 1995. – Т. 1. – 490 p.
11. Muslimov R.Kh. [et al.]. Geology, development and exploitation of Romashkinskoye oil field: in 2 volumes. – M. : WNIOENG, 1995. – Vol. 2 – 286 p.
12. Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas field development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.
13. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning for the oilfield systems efficiency increase with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.

14. Savenok O.V. Efficiency increase of the basic and information-management technologies in the development of the hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves : diss. ... Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.
15. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.
16. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiychuk R.S. Oil and gas engineering during well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
17. Surguchev M.L., Shvetsov V.A., Suriname V.V. Application of micellar solutions for enhanced oil recovery. – M. : Nedra, 1977. – 175 p.
18. Surguchyov M.L. Secondary and tertiary methods of oil recovery enhancement. – M. : Nedra, 1985. – 308 p.
19. Surguchev M.L., Gorbunov A.T., Zabrodin D.P. Residual oil recovery methods. – M. : Nedra, 1991. – 346 p.
20. Efficiency of the oil displacement by the solution of the surface-active substance. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b2ac68a4c53a88521306d36_0.html
21. Ganiev P.P. Technology of enhanced oil recovery on the basis of surfactants // Oilfield business. – 1994. – № 5. – P. 8–10
22. Muslimov R.H., Galeyev R.G., Suleymanov E.I. About the complex system of development of the hard-to-recover oil reserves // Oil industry. – 1995. – № 42. – P. 26–34.
23. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V., Adaobi Stefiniye Nvosi-Anele. Diversification of Nigeria's economy with bitumen and heavy oil // Bulatov Readings: Proceedings of the First International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 105–108.
24. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. Study of filtration-volume characteristics of bituminous deposit Yegbata in the south-west of Nigeria // Proceedings of the X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of development of carbon-carbon and ore mineral deposits» (24–26 October 2017, Perm). Section 1 Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields. – Perm : Publishing house of the Perm National Research Polytechnic University, 2017. – P. 26–29.
25. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. GC-MS analysis of total oil hydrocarbons and multi-cyclic aromatic hydrocarbons in bitumen samples of the southwestern part of Nigeria // Problems of geology, development and operation of fields and transportation of labor-reserves of hydrocarbons: materials of All-Russian scientific and technical conference (with international participation) (02–03 November 2017). Section «Geology, field development technologies and high-viscosity oil and bitumen production»; edited by N.D. Tskhadaia. – Ukhta : UGTU, 2018. – P. 94–99.
26. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. Core testing for combined spores of bituminous deposits «Yegbata» development in the south-west of Nigeria // Problems of geology, development and operation of fields and transportation of hard-to-recover hydrocarbon reserves: Proceedings of the All-Russian Scientific and Technical Conference (with international participation) (02–03 November 2017). Section «Geology, field development technologies and high-viscosity oil and bitumen production»; edited by N.D. Tskhadaia. – Ukhta : UGTU, 2018. – P. 99–102.
27. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. Gas-chromatograph-mass spectrometric analysis of total oil hydrocarbons and multi-cyclic aromatic hydrocarbons of bituminous deposits of Nigeria // Petroleum engineer. – 2017. – № 4. – P. 27–31.
28. Nevizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. Review of bitumen and heavy oil field development in Nigeria // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 194–197.
29. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Evaluation of permeability renewal of bituminous core samples of Yegbata oilfield after the influence of technological liquids // Oil. Gas. innovations. – 2018. – № 4. – P. 48–50.
30. Novizug-B. Leya Kluvert [et al.]. Application of the combined method of physical and chemical influences on bituminous field core samples in the south-west of Nigeria // Petroleum engineer. – 2018. – № 2 (43). – P. 50–54.
31. Novizug-B. Leya Kluvert. Analysis of high-viscosity oil and natural bitumen field development methods // Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 1. – P. 168–188.
32. Novizug-B. Leya Kluvert. Review of modern concepts and analysis of the efficiency of the oil displacement mechanism from the porous environment with the use of surfactants // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 2. – P. 94–111.

33. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. Stalagmometric determination of surface and interphase tension of aqueous solutions of surfactants // Collection of the best scientific works of young scientists of the Kuban State Technological University, awarded at the competitions; edited by S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FGBOU VPO KubGTU, 2018. – P. 65–68.

34. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. Results of experimental studies of surface and interphase activity of surfactants // Collection of the best scientific works of young scientists of the Kuban State Technological University, awarded at the competitions; Editor-in-Chief S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FGBOU VPO KubGTU, 2018. – P. 68–70.

35. Ponomarev A.I., Akhunov R.R. Application of ASP waterflooding as a tertiary method of reservoir stimulation in order to extract hard-to-recover oil reserves // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 101–102.

36. Shakhmelikyan M.G., Nevizug-Bi Leyi Kluvert. Analysis of application of the steam-cyclic method of intensification of viscous and high-viscous oils // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 4. – P. 217–242.

37. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physicochemical impact on bituminous core samples of Yegbata field in the south-west of Nigeria // Oil industry. – 2019. – № 5. – С. 91–93.

38. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER), 2017. – Volume 12, Number 23. – Pp. 13788–13795.

39. Nwizug-bee Leyii Kluivert. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples of South Western Nigeria // International scientific journal «Sustainable development of mountainous areas». – Vladikavkaz : Publishing house North Caucasus Mining and Metallurgical Institute (State Technological University), 2018. – Т. 10. – № 1 (35). – P. 63–68.

УДК 622.276.6

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ И МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ СЕВЕРО-ТИМИРГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

DEVELOPMENT PROSPECTS AND METHODS FOR INTENSIFYING OIL PRODUCTION ON THE SEVERO-TIMIRGINSKOYE FIELD

Коновалов Артём Владимирович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
elenakon73@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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

Демченко Александр Валерьевич

аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
avdemchenkomail@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются перспективы разработки и методы интенсификации добычи нефти Северо-Тимиргинского месторождения, открытого в 2003 году. Описывается геологическое строение месторождения, и приводятся сведения о подсчёте запасов углеводородного сырья. Показаны технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки Северо-Тимиргинского месторождения. Представлен анализ эффективности применяемых методов (краткий обзор применяемых технологий для воздействия на пласт и обоснование рабочих агентов воздействия на пласт). Приведено обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи углеводородного сырья на прогнозный период.

Ключевые слова: геологическое строение месторождения; сведения о подсчёте запасов углеводородного сырья; технологические показатели вариантов разработки; выбор рекомендуемого варианта разработки; анализ расчётных величин коэффициентов извлечения нефти; анализ эффективности применяемых методов; геолого-технические мероприятия в период пробной эксплуатации.

Konovarov Artem Vladimirovich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
elenakon73@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

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

Demchenko Alexander Valerievich

Postgraduate student,
Kuban state technological university
avdemchenkomail@gmail.com

Annotation. The article discusses development prospects and methods for intensifying oil production at the Severo-Timirginskoye field, which was opened in 2003. The geological structure of the field is described, and information is given on the calculation of hydrocarbon reserves. The technological indicators of the development options and the selection of the recommended development option of the Severo-Timirginskoye field are shown. An analysis of the effectiveness of the methods used is presented (a brief overview of the applied technologies for influencing the formation and the justification of the working agents of the impact on the formation). The rationale for the application of methods to increase the recovery and intensification of hydrocarbon production for the forecast period is given.

Keywords: geological structure of the field; information on the calculation of hydrocarbon reserves; technological indicators of development options; selection of the recommended development option; analysis of the estimated values of oil recovery factors; analysis of the effectiveness of the methods used; geological and technical measures in the period of trial operation.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Северо-Тимиргинское месторождение нефти находится на территории Уватского района юга Тюменской области в 230 км к юго-востоку от п. Уват.

Месторождение Северо-Тимиргинское расположено в пределах двух поисковых блоков Южно-Пихтового и Тимиргинско-Северо-Болотного. В пределах Южно-Пихтового блока находится незначительная площадь месторождения.

Месторождение открыто в 2003 году. В опытно-промышленную разработку месторождение не вводилось. На месторождении выделены два эксплуатационных объекта БС₈¹ и Ю₄₋₅.

Геологическое строение месторождения

Объектом детального изучения разреза являются осадочные мезозойско-кайнозойские отложения, поскольку с ними связана промышленная нефтегазоносность Западно-Сибирской плиты.

Максимально вскрытый разрез зафиксирован за пределами контура нефтеносности в скважине № 51 и составляет 2774 м, в контуре нефтеносности – в скважине № 50 и составляет 2744 м.

Пласт БС₈¹ в пределах Северо-Тимиргинского был вскрыт одной скважиной (№ 50). По данным интерпретации геофизических данных в скважине № 50 пласт нефтенасыщен до подошвы. Нефтенасыщенная толщина пласта по скважине № 50 составляет 5,2 м. Пласт БС₈¹ имеет следующие характеристики неоднородности:

- для нефтенасыщенной зоны средний коэффициент песчаности составляет 0,36;

- расчленённость – 2.

Размеры залежи составляют 10х5 км, высота – 18 м.

Тип залежи пласта БС₈¹ – пластово-сводовая.

Пласт Ю₄ в пределах Северо-Тимиргинского. был вскрыт пятью скважинами (№№ 50, 52, 56, 57 и 60). По данным интерпретации материалов ГИС пласт характеризуется как нефтенасыщенный до подошвы в обеих скважинах. Эффективные и нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 22,7 м (в скважине № 57) до 37,0 м (в скважине № 53). Пласт Ю₄ имеет следующие характеристики неоднородности:

- для нефтенасыщенной зоны средний коэффициент песчаности составляет 0,2;

- расчленённость – 6.

Размеры залежи составляют 20,3х8,0 км, высота – 110 м.

По типу залежь пласта Ю₄ является структурно-литологической.

Пласт Ю₅ в пределах Северо-Тимиргинского месторождения был вскрыт тремя скважинами (№№ 52, 57 и 58) на глубинах от 2641,8 м (в скважине № 57) до 2677,0 м (в скважине № 58). Общая мощность пласта изменяется от 17,6 м (в скважине № 57) до 28,2 м (в скважине № 52). Эффективная мощность пласта изменяется от 0 м (в скважине № 52) до 15,8 м (в скважине № 58).

Пласт Ю₅ имеет следующие характеристики неоднородности:

- для нефтенасыщенной зоны средний коэффициент песчаности составляет 0,2;

- расчленённость – 6.

Размеры залежи составляют 1,8х1,9 км, высота – 20 м.

Залежь пласта Ю₅ относится к структурно-литологическому типу.

Сведения о подсчёте запасов углеводородного сырья

Начальные запасы нефти Северо-Тимиргинского месторождения оценивались в оперативном порядке в 2007, 2008, 2011, 2013 и 2015 гг.

По результатам бурения скважины № 50 Северо-Тимиргинской площади в 2007 году на государственный баланс были поставлены запасы нефти по пластам БС₈¹ и Ю₄ Северо-Тимиргинского месторождения.

Для дальнейшей разведки месторождения в том же 2007 году пробурена поисковая скважина № 52. На основании получения промышленного дебита нефти из пла-

ста Ю₄ в скважине № 52 была выполнена оперативная оценка запасов нефти и растворённого газа.

В 2011 году с целью дальнейшей разведки месторождения и подготовки его к разработке были заложены скважины №№ 57 и 58. В 2011 году по данным сейсморазведки 3Д и всех пробуренных поисково-разведочных скважин построена детальная геологическая модель Северо-Тимиргинского месторождения, которая легла в основу оперативной оценки запасов 2011 года. В связи с уточнением геологического строения залежей пластов БС₈¹, Ю₄ и открытием залежи в пласте Ю₅ произошло изменение извлекаемых запасов категории С₁ и С₂, изменение структурных планов, уточнение распределения пород-коллекторов по площади, петрофизических параметров.

В 2012 году с целью дальнейшей разведки месторождения была заложена скважина № 60, по результатам бурения и испытания которой уточнено геологическое строение пласта Ю₄ и в 2013 году выполнен оперативный пересчёт запасов.

Основанием для выполнения пятого оперативного пересчёта запасов явились изменения в представлении о геологическом строении месторождения, связанные с проведением геологоразведочных работ в 2013–2015 гг. В этот период на территории месторождения пробурена одна разведочная скважина № 56, исследован керн по трём скважинам (скважины №№ 57, 58 и 60), в связи с привязкой керна произошло уточнение коэффициента пористости, были обновлены основные петрофизические зависимости.

Прирост запасов нефти составил:

- по категории С₁ – геологические / извлекаемые 4344/1303 тыс. тонн;
- по категории С₂ – геологические / извлекаемые 10996/3299 тыс. тонн.

Изменение запасов связано с увеличением площади залежи вследствие опускания УПУ и уменьшением параметров пористости и нефтенасыщенности.

Запасы нефти Северо-Тимиргинского месторождения на 01.01.2019 г. составили (геологические / извлекаемые) 22698/6508 тыс. тонн по категории С₁ и 48534/14047 тыс. тонн по категории С₂. Суммарные геологические запасы растворённого газа составляют 5484 млн м³, в том числе извлекаемые – 927 млн м³. Изменение запасов по отношению к действующему ПТД «Проект пробной эксплуатации Северо-Тимиргинского месторождения»:

- по категории С₁ – геологические / извлекаемые + 13260 / + 3802 тыс. тонн;
- по категории С₂ – геологические / извлекаемые + 11029 / + 2963 тыс. тонн.

Изменение запасов связано с уточнением геологического строения залежей пластов БС₈¹, Ю₄ и открытием залежи в пласте Ю₅.

Эксплуатационные объекты

На Северо-Тимиргинском месторождении выделены два объекта разработки – залежи нефти пластов БС₈¹ и Ю₄.

По данным ОПЗ, проведённого в 2011 году на основе результатов бурения и испытания разведочной скважины № 57Р, а также по материалам выполненной интерпретации данных сейсморазведки 3Д (включая инверсионные преобразования сейсмических данных), количество подсчётных объектов в пределах месторождения увеличилось до трёх с учётом выявления залежи нефти пласта Ю₅.

В качестве эксплуатационного объекта может быть выделен один пласт или группа пластов в разрезе многопластового месторождения, которые схожи по геолого-физическим характеристикам и могут рентабельно эксплуатироваться самостоятельной сеткой скважин.

Обоснование выделения залежей нефти в самостоятельные эксплуатационные объекты осуществляется, исходя из следующих основных критериев:

- геологических, учитывающих геолого-физическую характеристику залежей нефти, условия их разобщения, различие фильтрационно-емкостных свойств коллектора, физико-химических свойств флюидов, характер нефте-, водонасыщенности;
- гидродинамических, определяющих темп и характер выработки запасов нефти, динамику обводнения залежей и т.д.;

- технологических, учитывающих возможность эксплуатации каждого объекта самостоятельной сеткой скважин, применение тех или иных методов воздействия на пласт и условий управления процессом разработки месторождения;
- технико-экономических, учитывающих способ добычи нефти и технические условия, обеспечивающие рентабельную разработку залежей.

Перечисленные критерии в той или иной форме были учтены при решении поставленной задачи. Известно, что для лучшей выработки запасов нефти и получения более высоких коэффициентов извлечения нефти предпочтительна отдельная эксплуатация пластов самостоятельными сетками скважин.

По результатам геологоразведочных работ и поискового бурения на 01.01.2019 г. в разрезе Северо-Тимиргинского месторождения нефтеносность выявлена в трёх пластах: БС₈¹, Ю₄ и Ю₅.

Запасы нефти по Северо-Тимиргинскому месторождению, числящиеся на государственном балансе по состоянию на 01.01.2019 г., по категории С₁ + С₂ в целом по месторождению составляют:

- геологические 71,232 млн тонн;
- извлекаемые 20,555 млн тонн.

Разведанность запасов Северо-Тимиргинского месторождения – низкая. По промышленной категории С₁ оценены 31,9 % НГЗ (22,698 млн тонн) и 31,7 % НИЗ (6,508 млн тонн) нефти.

Пласт БС₈¹

Пласт БС₈¹ содержит 3340/701 тыс. тонн геологических / извлекаемых запасов нефти категории С₁ и 5712/1200 тыс. тонн – категории С₂. Общая доля извлекаемых запасов нефти относительно всего месторождения составляет 9,2 %. Плотность начальных извлекаемых запасов нефти невысокая и составляет 0,657 тыс. тонн/га.

Коллектор этого пласта отличается хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Средневзвешенная по толщине проницаемость – 76,7 мД, пористость – 22 %, средняя нефтенасыщенная толщина – 4,3 м.

Пласт Ю₄ (Тюменская свита)

Пласт Ю₄ содержит 18404/5521 тыс. тонн геологических / извлекаемых запасов нефти категории С₁ и 42822/12847 тыс. тонн – категории С₂. Общая доля извлекаемых запасов нефти относительно всего месторождения составляет 89,4 %. Плотность начальных извлекаемых запасов нефти высокая и составляет 1,634 тыс. тонн/га.

Пласт характеризуется максимальными общими толщинами (55 м) по сравнению с выше- и нижележащими пластами БС₈¹ (18 м) и Ю₅ (17,6 м). Средняя эффективная толщина 11,2 м.

Проницаемость по пласту Ю₄ составляет 16,8 мД, что почти в 4,5 раза ниже, чем по пласту БС₈¹ и примерно равна проницаемости пласта Ю₅ (13,1 мД). Пористость составляет 16 %.

Пласт Ю₅ (Тюменская свита)

Пласт Ю₅ содержит 954/286 тыс. тонн геологических / извлекаемых запасов нефти. Ввиду малой площади вся площадь залежи отнесена к категории С₁ в районе скважины № 57. Общая доля извлекаемых запасов нефти относительно всего месторождения составляет 1,4 %. Средневзвешенная по толщине проницаемость – 13,1 мД, пористость – 16 %, средняя нефтенасыщенная толщина – 4,7 м.

Пласты БС₈¹, Ю₄ и Ю₅ перекрываются в плане, что позволяет использовать фонд ранее выработанного объекта. На рисунке 1 представлена карта совмещённых контуров залежей нефти пластов БС₈¹, Ю₄ и Ю₅.

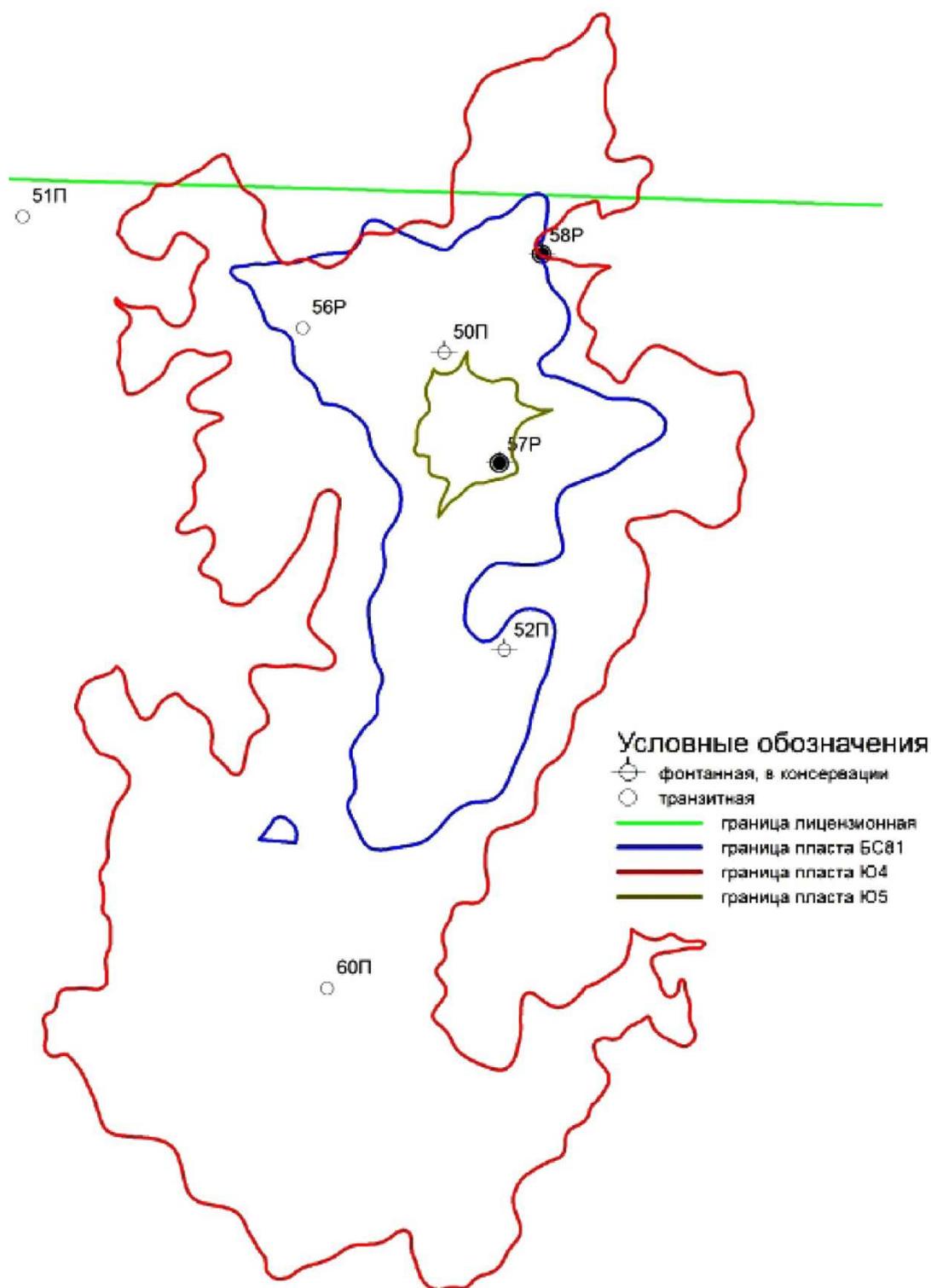


Рисунок 1 – Карта совмещённых контуров залежей нефти пластов BC₈¹, Ю₄ и Ю₅

Основными особенностями геологического строения и параметров рассматриваемого месторождения являются:

- значительная разница в средней глубине залегания пласта BC₈¹ усть-балыкской свиты и пластов Ю₄ и Ю₅ тюменской свиты;
- согласное залегание пластов BC₈¹, Ю₄ и Ю₅ в районе скважины № 50;
- залежь пласта Ю₄ массивная водоплавающая, в плане полностью перекрывается чистонефтяной зоной пласта BC₈¹;

- отличие фильтрационно-емкостных характеристик рассматриваемых залежей пласта БС₈¹ и пластов Ю₄ и Ю₅ тюменской свиты;

- границы залежей пластов БС₈¹, Ю₄ и Ю₅ полностью совпадают в плане.

Следует отметить, что в настоящее время добычный потенциал пластов Северо-Тимиргинского месторождения изучен слабо. Результаты пробной эксплуатации (ПЭ), а также выполнение программы доразведки месторождения в этот период должны расширить представление о номинальных добычных возможностях пластов. При этом нельзя исключить, что данные, полученные за период пробной эксплуатации, требуют корректировки решений относительно выделения объектов разработки.

Таким образом, для пластов Ю₄ и Ю₅ характерны:

- сходство по фильтрационно-емкостным свойствам коллекторов;
- близость средней глубине залегания;
- совпадение контуров нефтеносности.

В совокупности все эти данные позволяют на текущем этапе выделить два объекта разработки: объект 1 (основной) – включающий в себя пласты Ю₄ и Ю₅ с достаточно высокими коллекторскими и фильтрационно-емкостными свойствами, на долю которого приходится более 91 % начальных извлекаемых запасов нефти месторождения; объект 2 (возвратный) – включающий в себя пласт БС₈¹, обладающий высокими ФЕС, с низкой плотностью начальных извлекаемых запасов нефти.

Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки

При формировании вариантов разработки, прежде всего, преследовалась цель обеспечения максимального извлечения нефти из недр на основе применения современной техники и технологий при положительной экономической оценке. В основу расчётов технологических показателей была положена методика гидродинамического моделирования, реализованная при помощи гидродинамического симулятора РН-КИМ компании РН-УфаНИПИнефть.

Геометрия выделения границ категории запасов С₁ на залежи Северо-Тимиргинского месторождения не позволяет провести гидродинамические расчёты исключительно в зоне категории запасов С₁. Для приближения моделирования к более реальной ситуации расчёты проводились на всей залежи (в категории С₁ + С₂).

Всего рассмотрено два варианта разработки, как на период пробной эксплуатации, так и на полное развитие.

Первый вариант (базовый) – предусматривает реализацию проектных решений действующего проектного документа «Проект пробной эксплуатации Северо-Тимиргинского месторождения».

Согласно утверждённому ПТД выделены два объекта разработки – БС₈¹ и Ю₄, проектные решения по пласту Ю₅ отсутствуют.

С учётом увеличения площади нефтеносности по пласту Ю₄ на 93,5 % и пласту БС₈¹ на 17,3 % на основании ОПЗ по пластам БС₈¹, Ю₄ и Ю₅ базовый вариант на полное развитие адаптирован к обновлённой геологической основе согласно Временным методическим рекомендациям по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены распоряжением Минприроды № 12-р от 18.05.2016 г.).

Пласты БС₈¹ и Ю₄ выделены в самостоятельные объекты разработки:

- система разработки – обращённая семиточечная 600×600 м, плотность сетки скважин – 40,0 га;
- общий эксплуатационный фонд скважин – 287 ННС (добывающих – 208, нагнетательных – 79);
- вывод из консервации – 2 добывающие (разведочные) скважины;
- фонд для бурения – 285 ННС (добывающих – 206, нагнетательных – 79);
- во всех добывающих и нагнетательных скважинах предусмотрено проведение ГРП.

Основной эксплуатационный объект 1 (пласт Ю₄)

Скважины предполагается бурить наклонно-направленными. Бурение горизонтальных скважин в ПТД 2011 года не рассматривалось в связи с малоизученностью геологического строения залежи. Фонд скважин в нефтяной зоне расставлен до границ внутреннего контура нефтеносности. Планируется применение механизированного способа добычи нефти с самого начала разработки, с поддержанием забойных давлений в зоне не ниже давления насыщения. Закачка воды в пласт Ю₄ проектируется при давлении нагнетания на забое не ниже 40 МПа. Практика освоения систем ПТД аналогичных пластов соседних месторождений показала, что при меньших давлениях система воздействия в зоне нагнетания практически не работает. Предусматривается бурение водозаборных сеноманских скважин для водоснабжения системы ПТД на залежь. В пласт также проектируется закачка очищенных попутных вод, добываемых при разработке залежи. С учётом этого фонд водозаборных скважин составит 13 скважин.

Проектный рабочий перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин принимается одинаковым и равным 23–24 МПа.

Предполагается постепенный ввод скважин в разработку на основном эксплуатационном объекте 1 (пласт Ю₄). Сначала разбуриваются скважины, расположенные в зоне, отнесённой к категории запасов С₁, затем – к категории С₂.

Накопленная добыча нефти составит 18368 тыс. тонн при КИН – 0,300 (по пласту Ю₄), накопленная добыча жидкости – 50635 тыс. тонн, накопленная закачка воды – 53653 тыс. м³.

Общий фонд скважин – 300, в том числе 208 добывающих, 79 нагнетательных, 13 водозаборных. Вывод из консервации – 2 добывающие (разведочные) скважины. Фонд для бурения – 285 эксплуатационных ННС (добывающих – 206, нагнетательных – 79) и 13 водозаборных скважин.

Возвратный эксплуатационный объект 2 (пласт БС₈¹)

Исходя из того, что суммарные извлекаемые запасы нефти пласта БС₈¹ по категориям С₁ + С₂ составляют 1901 тыс. тонн, т.е. менее 10 % от общих извлекаемых запасов месторождения и контуры объекта 2 (пласт БС₈¹) полностью совпадают с основным объектом 1 (пласт Ю₄) рассмотрен вариант разработки пласта БС₈¹ возвратным фондом скважин, после отработки на Ю₄.

Вариант предполагает перевод скважин с нижележащего объекта Ю₄ после отработки на нём. Предполагается организация обращённой семиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 600 метров.

Проектируется применение механизированного способа добычи нефти с самого начала разработки, с поддержанием забойных давлений в зоне не ниже давления насыщения.

Закачка воды в пласт БС₈¹ проектируется при давлении нагнетания на забое 35 МПа.

Проектный рабочий перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин разработки принимается одинаковым и равным 23–24 МПа.

Накопленная добыча нефти составит 1901 тыс. тонн при КИН – 0,210, накопленная добыча жидкости – 4196 тыс. тонн, накопленная закачка воды – 4455 тыс. м³.

Общий фонд скважин – 85, в том числе 56 добывающих, 29 нагнетательных. Все скважины переводятся (ПВЛГ) с нижележащего объекта после отработки.

Месторождение в целом

Вариант представляет собой сумму по объектам.

Бурение на месторождении планируется начать с 1 года промышленной разработки. Разбуривание объектов закончится на 22 год ведения работ. Проектный фонд для бурения составит 298 скважин, из них 206 добывающих, 79 нагнетательных и 13 водозаборных скважины.

Планируется вывод из консервации 2 добывающих (разведочных) скважин.

В целом по категории С₁ + С₂ эксплуатационный фонд скважин составит 287 единиц (208 добывающих и 79 нагнетательных).

Максимальный уровень добычи нефти достигается на 17 год ведения работ и составляет 489,4 тыс. тонн нефти. На конец расчётного периода накопленная добыча жидкости и объёма закачанной воды составят 54831 тыс. тонн и 58108 тыс. м³, что обеспечит накопленный отбор нефти – 20269 тыс. тонн. Накопленный отбор нефти на одну скважину основного фонда составит 70,6 тыс. тонн/скв. Технологический срок разработки составит 85 лет. Коэффициент нефтеизвлечения при достижении 97,5 % обводнённости достигнет 0,285 доли ед. (при утверждённом КИН – 0,289).

На рисунке 2 представлена схема размещения проектного фонда скважин по варианту 1 (базовый) на основе карты суммарных эффективных нефтенасыщенных толщин пластов БС₈¹ и Ю₄.

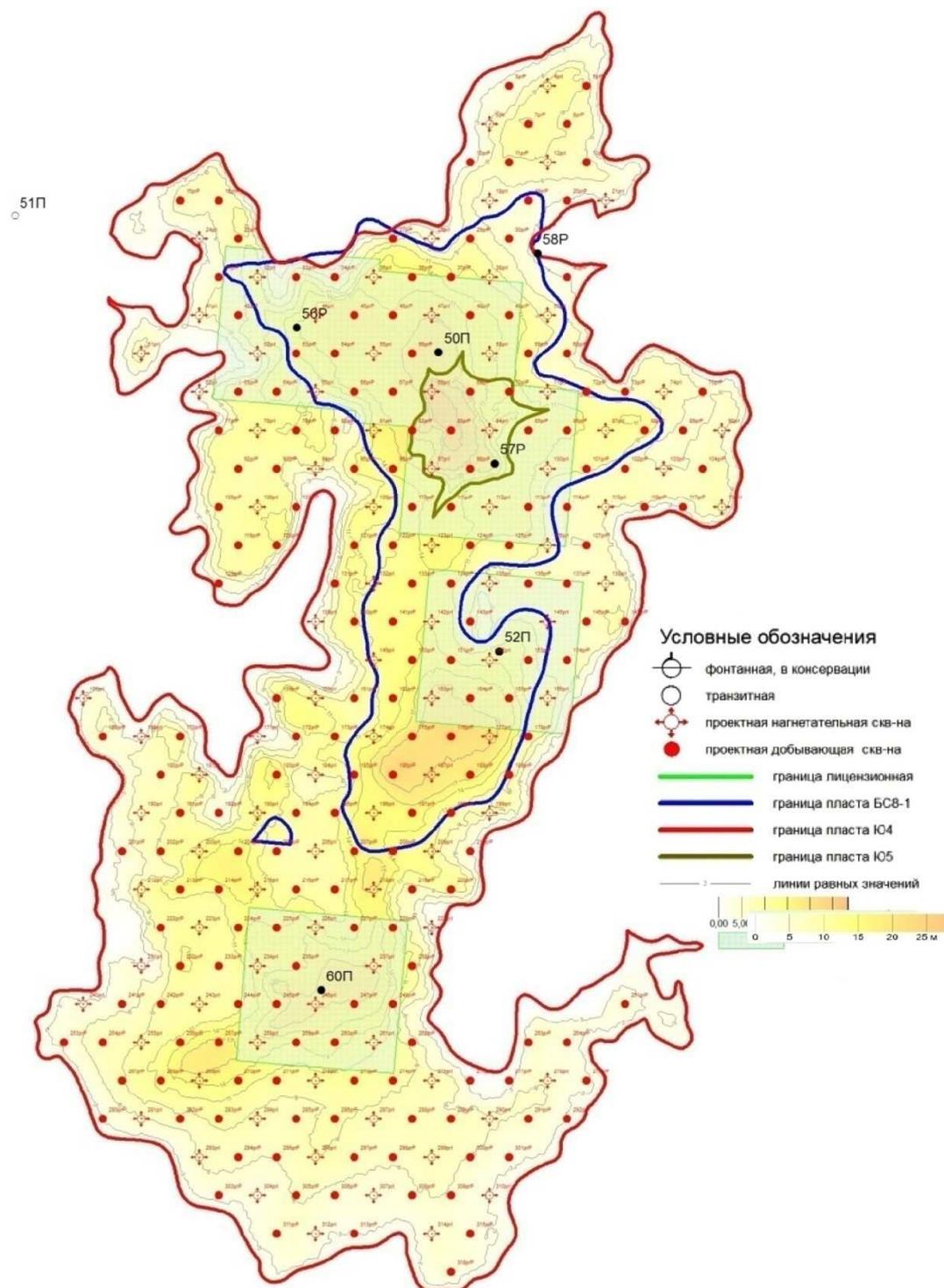


Рисунок 2 – Схема размещения проектного фонда скважин по варианту 1 (базовый)

В связи с уточнением геологического строения залежей пластов БС₈¹, Ю₄, открытия залежи в пласте Ю₅ по результатам бурения и испытания разведочной скважины № 56Р, проведённых исследований керна, интерпретации сейсморазведочных работ ЗД в ОПЗ по пластам БС₈¹, Ю₄ и Ю₅ произошло изменение извлекаемых запасов категории С₁ и С₂ за счёт перевода из более низшей категории и изменений структурных планов, уточнения распределения пород-коллекторов по площади, петрофизических параметров. Вышеперечисленные изменения подсчётных параметров и величин запасов как по залежам нефти пластов БС₈¹, Ю₄ и Ю₅, так и в целом по месторождению привели к необходимости расчёта дополнительного варианта 2 (рекомендуемый).

В ходе формирования рекомендуемого варианта 2 на секторной модели пласта Ю₄ с целью выбора наиболее оптимальной системы были рассмотрены следующие 28 вариантов дальнейшей разработки:

- варианты 1, 2, 3, 4 – обращённая пятиточечная (расстояние между скважинами 500, 600, 700, 800 м, плотность сетки скважин – 25, 36, 49, 64 га);
- варианты 5, 6, 7, 8 – обращённая семиточечная (плотность сетки скважин – расстояние между скважинами 500, 600, 700, 800 м, плотность сетки скважин – 25, 36, 49, 64 га);
- варианты 9, 10, 11, 12 – обращённая девятиточечная (плотность сетки скважин – расстояние между скважинами 500, 600, 700, 800 м, плотность сетки скважин – 25, 36, 49, 64 га);
- варианты 13, 14, 15 – рядная система размещения ГС с длиной ГС 400 м и расстоянием между рядами скважин – 200, 300, 400 м;
- варианты 16, 17, 18 – рядная система размещения ГС с длиной ГС 600 м и расстоянием между рядами скважин – 300, 450, 600 м;
- варианты 19, 20, 21 – рядная система размещения ГС с длиной ГС 800 м и расстоянием между рядами скважин – 400, 600, 800 м;
- варианты 22, 23, 24 – рядная система размещения ГС с длиной ГС 1000 м и расстоянием между рядами скважин – 500, 750, 1000 м;
- варианты 25, 26, 27, 28 – модифицированная обращённая семиточечная система размещения с применением добывающих ГС (с длиной ГС 500, 600, 700, 800 м) и нагнетательной ННС.

Схемы типовых элементов, рассмотренных на секторной модели при выборе вариантов разработки, представлены на рисунке 3.

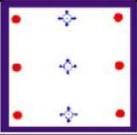
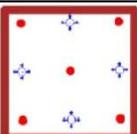
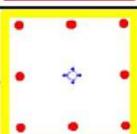
| Схема элемента | Система разработки | Варьируемые параметры |
|---|--------------------|---------------------------------|
|  | Однорядная | a – 400-800 м b – 400-1000 м |
|  | Семиточечная | a – 400-800 м |
|  | Пятиточечная | a – 400-800 м |
|  | Девятиточечная | a – 400-800 м |

Рисунок 3 – Схемы типовых элементов, рассмотренных на секторной модели при выборе вариантов разработки

В концепцию формирования варианта 2 (рекомендуемый) на секторной модели пласта Ю₄ разработки Северо-Тимиргинского месторождения заложены следующие принципы:

- во всех вариантах скважины размещаются до границ нефтеносности;
- во всех вариантах предусмотрено поддержание пластового давления;
- при технической возможности планируется расконсервация разведочной скважины;
- предусматривается проведение гидравлического разрыва пласта в добывающих скважинах, расположенных в чисто нефтяной зоне;
- добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом и оборудуются насосами ЭЦН;
- нагнетательные скважины переводятся под нагнетание через 6 месяцев после отработки на нефть;
- во всех вариантах предусмотрен широкий комплекс геолого-технологических мероприятий;
- предельная обводнённость отключения добывающих скважин 98 % или достижение дебита нефти 0,5 тонн/сут.;
- коэффициент эксплуатации добывающих скважин в вариантах расчёта технологических показателей разработки принят 0,95 и коэффициент использования – 0,9.

По результатам расчёта ТЭП наибольшей эффективностью характеризуется вариант с длиной ГС 600 метров, с расстоянием между рядами 600 метров, а также варианты с модифицированной обращённой семиточечной системой размещения с применением добывающих ГС (с длиной ГС 500, 600, 700, 800 метров) и нагнетательной ННС.

На рисунке 4 представлен подбор оптимального соотношения NPV – КИН для различных систем разработки.

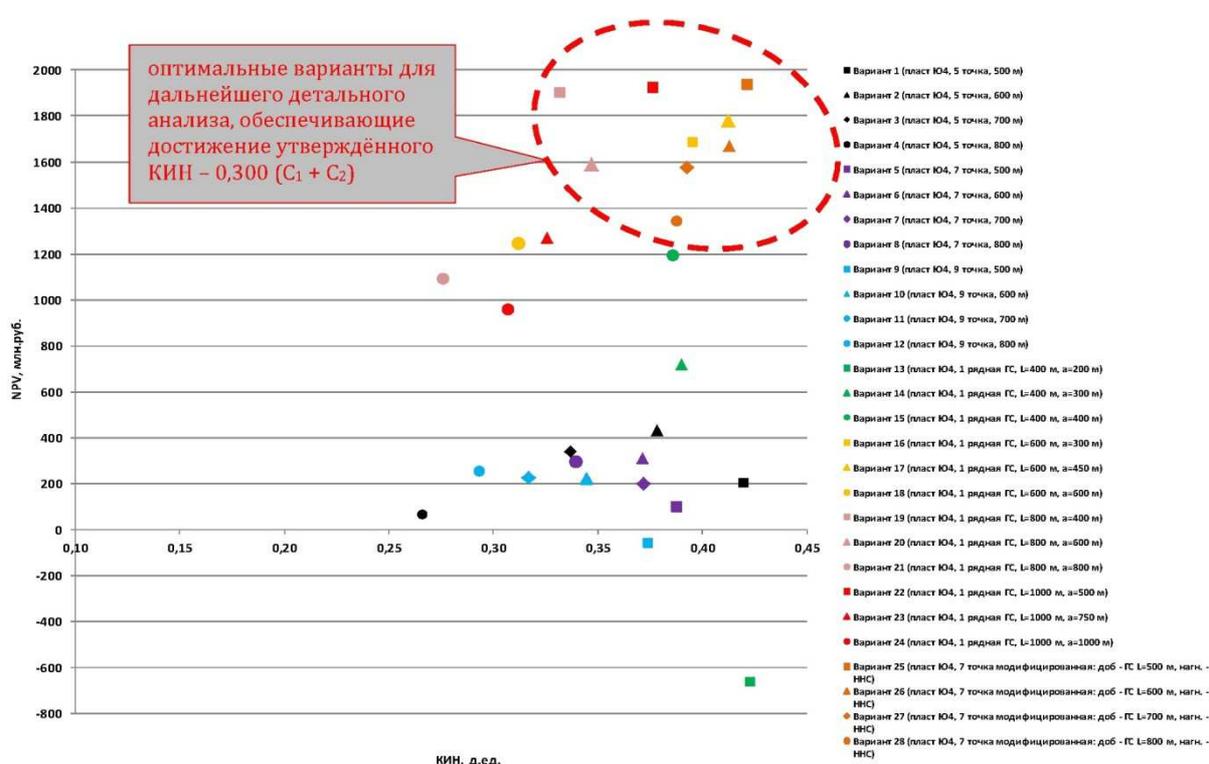


Рисунок 4 – Подбор оптимального соотношения NPV – КИН для различных систем разработки

Второй вариант (рекомендуемый)

Пласты БС₈¹ и Ю₄ + Ю₅ выделены в самостоятельные объекты разработки.

Стратегия разработки объектов – доизучение целевых пластов эксплуатационным фондом скважин, испытание технологии ГС со множественным ГРП (мГРП). Бурение пи-

лотных стволов на месторождении для задач доизучения и исследовательских работ не предусмотрено ввиду значительного количества планируемых к бурению ННС.

- система разработки – площадная семиточечная модифицированная 600×600 м с применением добывающих ГС (с длиной ГС и расстоянием между рядами 600 м) и нагнетательной ННС, плотность сетки скважин – 56,8 га;
- общий эксплуатационный фонд скважин – 201 (добывающих – 118, нагнетательных – 83), в т.ч. ГС – 100, ННС – 101);
- вывод из консервации – 6 разведочных скважин (добывающих – 5, нагнетательных – 1);
- фонд для бурения – 195 эксплуатационных скважин (добывающих – 113, нагнетательных – 82), в т.ч. ГС – 100 (все добывающие), ННС – 95 (добывающих – 13, нагнетательных – 82);
- во всех добывающих и нагнетательных скважинах предусмотрено проведение ГРП (во всех ГС предполагается проведение множественного ГРП).

Основной эксплуатационный объект 1 (пласт Ю₄ + Ю₅)

Скважины предполагается бурить – добывающие горизонтальные и нагнетательные наклонно-направленные. Фонд скважин в нефтяной зоне расставлен до границ внутреннего контура нефтеносности. Планируется применение механизированного способа добычи нефти с самого начала разработки, с поддержанием забойных давлений в зоне не ниже давления насыщения. Закачка воды в объект 1 проектируется при давлении нагнетания на забое не ниже 40 МПа. Предусматривается бурение водозаборных сеноманских скважин для водоснабжения системы ППД на залежь. В пласт также проектируется закачка очищенных попутных вод, добываемых при разработке залежи. С учётом этого фонд водозаборных скважин составит 13 скважин.

Проектный рабочий перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин принимается одинаковым и равным 23–24 МПа.

Ввод скважин в разработку на основном эксплуатационном объекте 1 предполагается не мгновенный. Сначала разбуриваются скважины, расположенные в зоне, отнесённой к категории запасов С₁, затем С₂.

С целью детального изучения пласта Ю₅ предлагается в двух пробуренных добывающих скважинах провести ГПР только в интервале пласта Ю₅.

Накопленная добыча нефти составит 18654 тыс. тонн при КИН – 0,300 (по пласту Ю₄ + Ю₅), накопленная добыча жидкости – 75790 тыс. тонн, накопленная закачка воды – 78800 тыс. м³.

Общий фонд скважин – 212, в том числе 116 добывающих, 83 нагнетательных, 13 водозаборных. Вывод из консервации – 6 разведочных скважин (5 добывающих, 1 нагнетательная).

Фонд для бурения – 193 эксплуатационных скважин (111 добывающих, 82 нагнетательных) и 13 водозаборных скважин.

Возвратный эксплуатационный объект 2 (пласт БС₈¹)

Исходя из того, что суммарные извлекаемые запасы нефти пласта БС₈¹ по категориям С₁ + С₂ составляют 1901 тыс. тонн, т.е. менее 10 % от общих извлекаемых запасов месторождения и контуры объекта 2 полностью совпадают с основным объектом 1, рассмотрен вариант разработки пласта БС₈¹ возвратным фондом скважин после отработки объекта 1 (на пласт Ю₄).

Вариант предполагает перевод скважин с нижележащего объекта после отработки на нём. Предполагается организация обращённой семиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 600 метров.

С целью детального изучения пласта БС₈¹ предлагается опережающее бурение двух горизонтальных скважин в зоне максимальных толщин.

Проектируется применение механизированного способа добычи нефти с самого начала разработки, с поддержанием забойных давлений в зоне не ниже давления насыщения.

Закачка воды в пласт БС₈¹ проектируется при давлении нагнетания на забое 35 МПа.

Проектный рабочий перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин разработки принимается одинаковым и равным 23–24 МПа.

Накопленная добыча нефти составит 1901 тыс. тонн при КИН – 0,210, накопленная добыча жидкости – 7777 тыс. тонн, накопленная закачка воды – 8001 тыс. м³.

Общий фонд скважин – 54, в том числе 34 добывающих, 20 нагнетательных. Фонд для бурения – 2 эксплуатационные добывающие скважины. Перевод с нижележащего объекта – 52 скважины (32 добывающие, 20 нагнетательные).

Месторождение в целом

Вариант представляет собой сумму по объектам.

Бурение на месторождении планируется начать с 1 года промышленной разработки. Разбуривание объектов закончится на 9 год ведения работ. Проектный фонд для бурения составит 208 скважин, из них 113 добывающих (в т.ч. ГС – 100, ННС – 13), 82 нагнетательных (в т.ч. ННС – 82) и 13 водозаборных скважины.

Планируется вывод из консервации 6 разведочных скважин (5 добывающих, 1 нагнетательная).

В целом по категории С₁ + С₂ эксплуатационный фонд скважин составит 201 единицу (118 добывающих и 83 нагнетательных).

Максимальный уровень добычи нефти достигается на 9 год ведения работ и составляет 1181,3 тыс. тонн нефти. На конец расчётного периода накопленная добыча жидкости и объёма закачанной воды составят 83567 тыс. тонн и 86802 тыс. м³, что обеспечит накопленный отбор нефти – 20555 тыс. тонн. Накопленный отбор нефти на одну скважину основного фонда составит 102,3 тыс. тонн/скв. Технологический срок разработки составит 85 лет. Коэффициент нефтеизвлечения при достижении 97,9 % обводнённости достигнет 0,289 доли ед. (при утверждённом КИН – 0,289).

На рисунке 5 представлена схема размещения проектного фонда скважин по варианту 2 (рекомендуемый) на основе карты суммарных эффективных нефтенасыщенных толщин пластов БС₈¹, Ю₄ и Ю₅.

Период пробной эксплуатации

Выбор участка пробной эксплуатации обосновывается следующими критериями:

- расположение в районе скважин №№ 56Р, 50П, 57Р, 52П и 60П, в которых получены промышленные притоки нефти, в зонах запасов категории С₁;
- расположение в зонах максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин;
- размещение участков в зонах взаимного расположения с пластами БС₈¹ и Ю₄ с целью обеспечения всего комплекса мероприятий по доизучению этих пластов.

Основываясь на вышеперечисленных критериях, участки пробной эксплуатации размещаются в районе скважин №№ 56Р, 50П, 57Р, 52П и 60П (категория запасов С₁), а также с целью доразведки на границе категорий запасов С₁ и С₂ (будет уточнена граница запасов в категории С₁, часть запасов категории С₂ будут переведены в категорию С₁).

Таким образом, предлагается формирование первоочередных участков, которые в дальнейшем должны вписаться в выбранную сетку скважин.

На период пробной эксплуатации (1–3 годы) по объекту 1 (пласты Ю₄₋₅) предусматривается:

1 год – вывод из консервации трёх скважин (№№ 50П, 56Р и 57Р) в добычу с ГРП;

2 год – бурение 16 ГС с мГРП (16 добывающих) и 18 ННС (3 добывающих, 15 нагнетательных) с ГРП; вывод из консервации одной скважины (№ 60Р) в добычу с ГРП;

3 год – бурение 11 ГС с мГРП (11 добывающих) и 15 ННС (2 добывающих, 13 нагнетательных) с ГРП.

Накопленная добыча нефти составит 1137 тыс. тонн при обводнённости 39,4 % и коэффициенте нефтеотдачи 0,018 доли ед. Накопленная добыча жидкости составят 1853 тыс. тонн.

На период пробной эксплуатации (1–3 годы) по объекту 2 (пласт БС₈¹) предусматривается:

1 год – бурение двух добывающих ГС (проведение ГРП – не предусматривается).

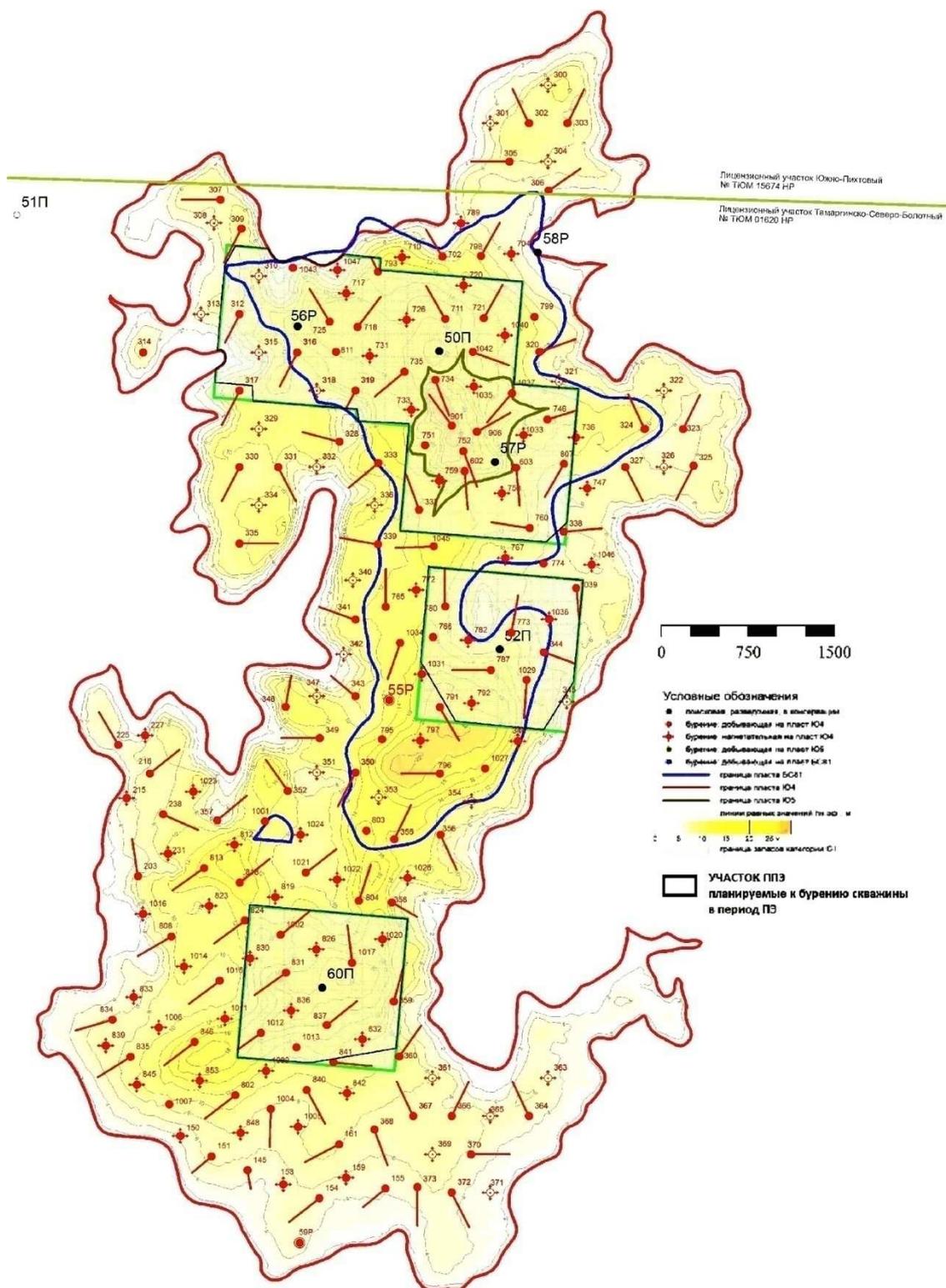


Рисунок 5 – Схема размещения проектного фонда скважин по варианту 2 (рекомендуемый)

Накопленная добыча нефти составит 26 тыс. тонн при обводнённости 34,6 % и коэффициенте нефтеотдачи 0,003 доли ед. Накопленная добыча жидкости составит 36 тыс. тонн

На период пробной эксплуатации (1–3 годы) в целом по месторождению предусматривается:

1 год – бурение двух добывающих ГС на объект 2 (пласт БС₈¹) без ГРП; вывод из консервации трёх скважин (№№ 50П, 56Р и 57Р) в добычу с ГРП;

2 год – бурение 16 ГС с мГРП (16 добывающих) и 18 ННС (3 добывающих, 15 нагнетательных) с ГРП; вывод из консервации одной скважины (№ 60Р) в добычу с ГРП;

3 год – бурение 11 ГС с мГРП (11 добывающих) и 15 ННС (2 добывающих, 13 нагнетательных) с ГРП.

Проектные уровни на период пробной эксплуатации:

- добыча нефти, тыс. тонн – 667,1 (3 год);
- добыча жидкости, тыс. тонн – 1100,3 (3 год);
- закачка воды, тыс. м³ – 1094,1 (3 год);
- добыча газа, млн м³ – 31,1 (3 год).

Накопленная добыча нефти составит 1163 тыс. тонн при обводнённости 39,4 % и коэффициенте нефтеотдачи 0,016 доли ед. Накопленная добыча жидкости составит 1890 тыс. тонн.

Динамика основных показателей разработки по вариантам приведена на рисунках 6–9.

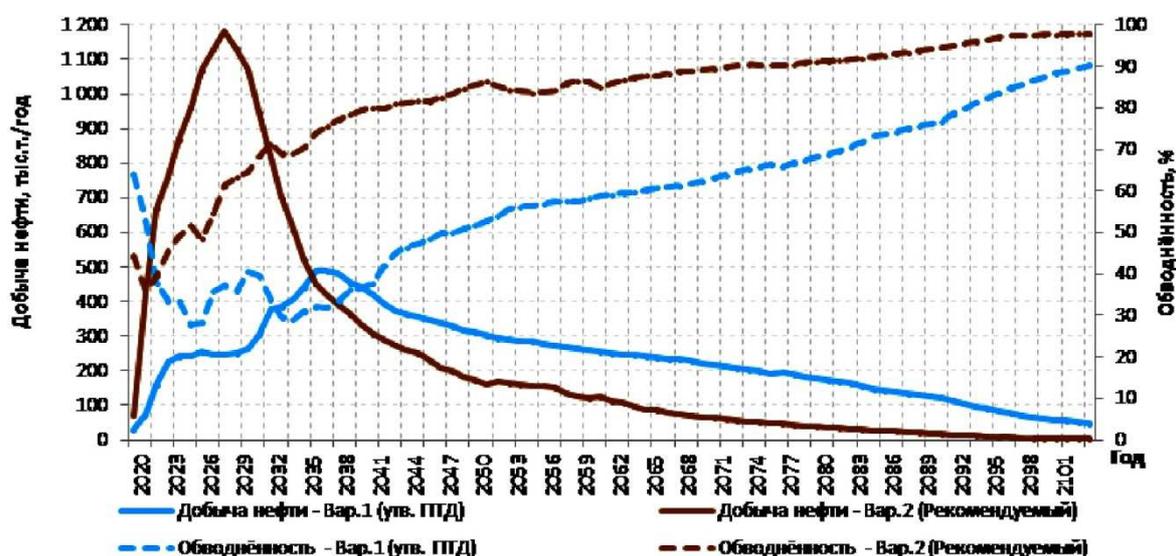


Рисунок 6 – Динамика добычи нефти и обводнённости по месторождению в целом (варианты 1 и 2)

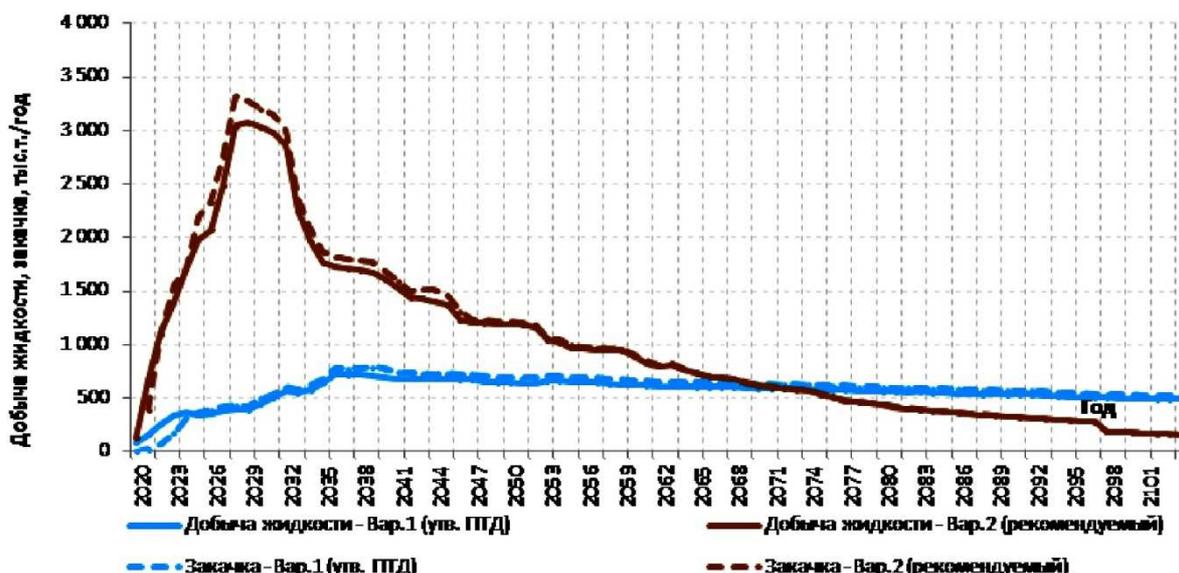


Рисунок 7 – Динамика добычи жидкости и закачки по месторождению в целом (варианты 1 и 2)

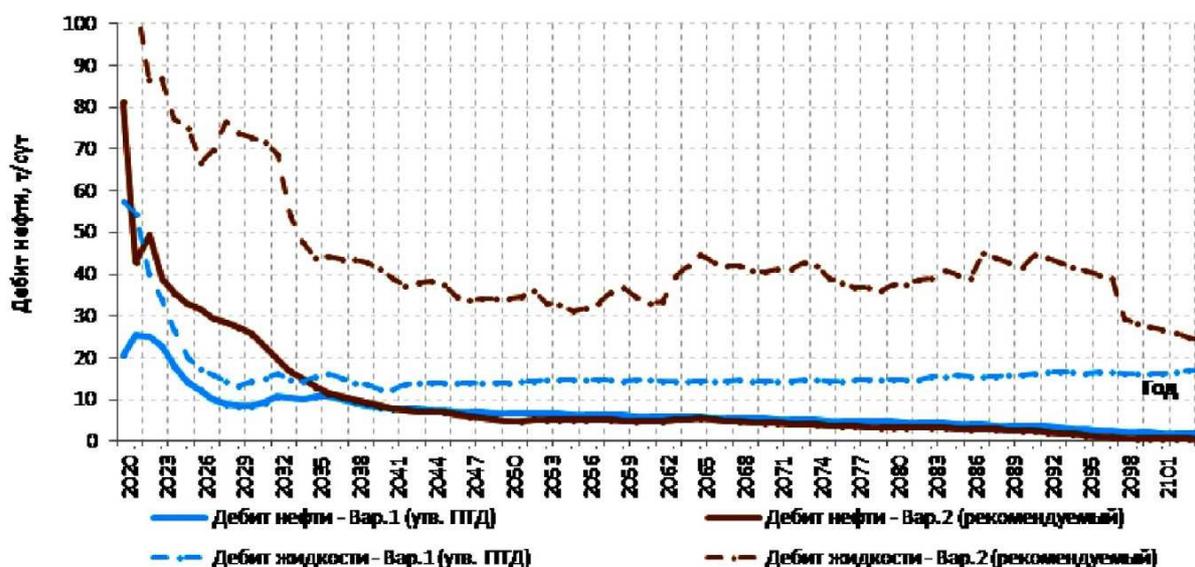


Рисунок 8 – Динамика дебитов нефти и жидкости по месторождению в целом (варианты 1 и 2)

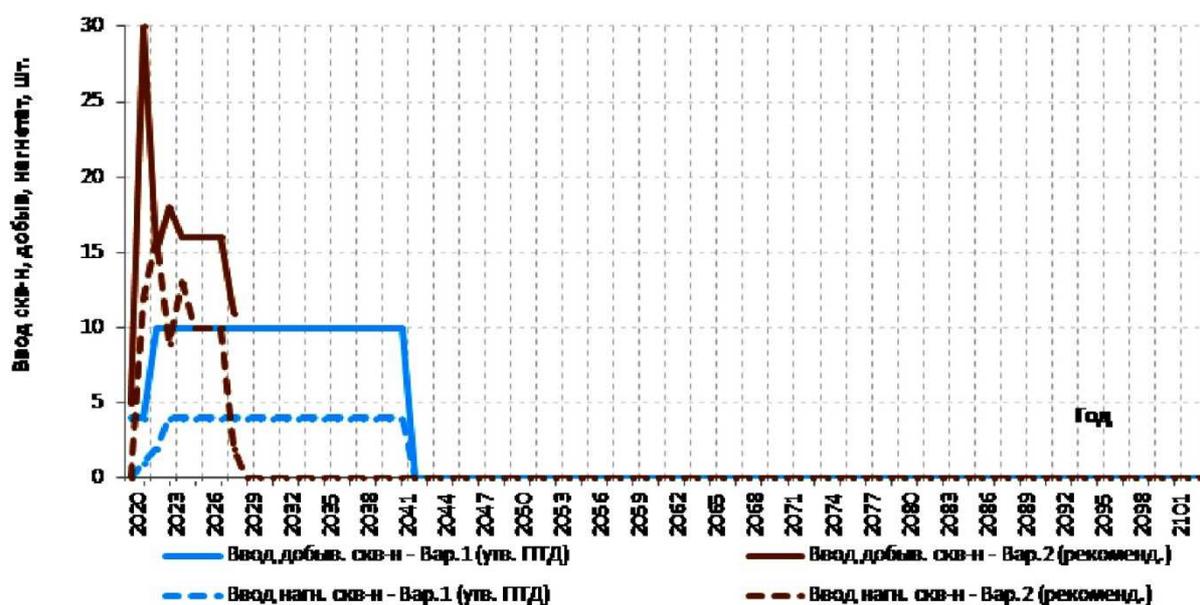


Рисунок 9 – Динамика ввода новых скважин по месторождению в целом (варианты 1 и 2)

Анализ расчётных величин коэффициентов извлечения УВС

В соответствии с «Методическими рекомендациями» расчётные значения КИН по вариантам разработки должны быть сопоставлены с коэффициентами нефтеизвлечения, определёнными с помощью других методик. Оценка извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения не может быть выполнена по причине отсутствия таковых по объектам БС₈¹ и Ю₄₋₅. В связи с этим далее анализируются оценки по статистической модели и эмпирическому методу.

Статистические модели используют зависимости коэффициента нефтеизвлечения от геолого-физических характеристик пласта. Разработан целый ряд статистических моделей для определения значений КИН. В данной статье применялись модели, основанные на оценке КИН месторождений с терригенными коллекторами, разрабатываемыми с применением технологии заводнения (закачки воды в пласт). Также отбирались модели с наименьшей степенью погрешности по оценкам различных авторов.

Расчётные значения коэффициентов извлечения нефти, полученные по статистической модели для пластов, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчётные значения КИН по статистической модели

| Параметр | | БС ₈ ¹ | Ю ₄₋₅ |
|---|--------------|------------------------------|------------------|
| Вязкость нефти, сПз | | 4,44 | 2,36 |
| Вязкость воды, сПз | | 0,35 | 0,35 |
| Пластовая температура, °С | | 70 | 8,8 |
| Коэффициент проницаемости, мД | | 76,7 | 15,0 |
| Коэффициент пористости, доли ед. | | 0,22 | 0,16 |
| Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед. | | 0,51 | 0,62 |
| Нефтенасыщенная толщина, м | | 3,6 | 6,6 |
| Коэффициент песчанистости, доли ед. | | 0,36 | 0,72 |
| Коэффициент расчленённости, ед. | | 2 | 5 |
| Доля ВНЗ, доли ед. | | – | – |
| Плотность сетки скважин, га/скв. | | 53,5 | 56,8 |
| Объёмный коэффициент нефти, ед. | | 1,040 | 1,133 |
| Пластовое давление, атм. | | 210 | 239 |
| Конечное пластовое давление, атм. | | 210 | 239 |
| КИН модель | минимальное | 0,312 | 0,227 |
| | максимальное | 0,416 | 0,397 |
| | среднее | 0,364 | 0,312 |

Эмпирическим методом КИН по пластам оценивались согласно «Методическому руководству по расчёту коэффициентов извлечения нефти из недр» (РД 39-0147035-214-86). Данный метод также учитывает характеристики коллектора пласта (коэффициенты песчанистости и расчленённости), гидропроводность пласта и плотность проектной сетки скважин. В основе метода лежит статистически обобщённый метод оценки КИН, накопленный в отечественной и зарубежной практике, который описывается различными формулами в зависимости от свойств коллектора. Система определяющих КИН параметров включает характеристики эксплуатационных объектов, которые достаточно надёжно устанавливаются в процессе разведки месторождения: средняя проницаемость, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, вязкость нефти в пластовых условиях, коэффициент песчанистости и коэффициент расчленённости:

$$\text{КИН} = A \cdot \exp\left(-B \cdot \frac{S}{\sqrt{G}}\right),$$

где A и B – коэффициенты, зависящие от характеристик коллектора пласта; S – плотность сетки скважин, га/скв.; G – коэффициент гидропроводности, Д·см/сПз.

Расчётные значения коэффициентов извлечения нефти, полученные эмпирическим методом для пластов, приведены в таблице 2.

По выделенным эксплуатационным объектам Ю₄₋₅ и БС₈¹, а также по месторождению в целом проведён анализ расчётных значений коэффициентов извлечения УВС, полученных для рассматриваемых вариантов разработки 1 и 2. Проведено их сопоставление со значениями коэффициентов извлечения, определёнными другими методами, и по другим разрабатываемым месторождениям со сходными геолого-промысловыми характеристиками.

Таблица 2 – Расчётные значения КИН по эмпирической модели

| Параметр | | БС ₈ ¹ | Ю ₄₋₅ |
|-------------------------------------|--|------------------------------|------------------|
| 1 | | 2 | 3 |
| Коэффициент песчанистости, доли ед. | | 0,36 | 0,72 |
| Коэффициент расчленённости, ед. | | 2 | 5 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 |
|----------------------------------|-------|-------|
| Плотность сетки скважин, га/скв. | 53,5 | 56,8 |
| Коэффициент проницаемости, мД | 76,7 | 15,0 |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 3,6 | 6,6 |
| Вязкость нефти, сПз | 4,44 | 2,36 |
| КИН модель | 0,322 | 0,300 |

В соответствии с «Временными методическими рекомендациями» в таблице 3 приведены расчётные значения КИН по вариантам разработки.

Приведённые в таблице расчётные величины КИН являются технологическими, поскольку они рассчитывались до предельной, фиксированной обводнённости 98 %.

Необходимо отметить, что приведённая в таблице 3 величина $K_{выт}$ (0,482) для объекта Ю₄₋₅ является расчётной, полученной в результате взвешивания по величине геологических запасов категории $C_1 + C_2$ величин $K_{выт}$ по пластам Ю₄ (геологические запасы – 61,226 млн тонн, $K_{выт}$ – 0,481) и Ю₅ (геологические запасы – 0,954 млн тонн, $K_{выт}$ – 0,563).

Сопоставление полученных результатов показывает корректность расчётных значений КИН по пластам Ю₄ и Ю₅ объекта Ю₄₋₅. По пласту БС₈¹ расчётные коэффициенты (0,210) много ниже, чем статистические (среднее 0,364). Это объясняется тем, что только одна из статистических моделей (Хавкина А.Я., Гомзикова В.К.) в небольшой степени учитывает площадь ВНЗ, а остальные – нет. Данная особенность очень существенна для пласта БС₈¹ Северо-Тимиргинского месторождения, т.к. средняя доля ВНЗ по пласту примерно равна 0,8.

Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения

В таблице 4 для вариантов 1 и 2 приводятся величины извлекаемых запасов нефти, растворённого газа и значения рентабельных коэффициентов извлечения (КИН) по объектам БС₈¹ и Ю₄₋₅ и месторождению в целом на основании расчётов по геолого-гидродинамическим моделям.

Анализ изменения извлекаемых запасов

Начальные запасы нефти Северо-Тимиргинского месторождения оценивались в оперативном порядке в 2007, 2008, 2011, 2013 и 2015 гг. В статье выполнены расчёты на запасы УВ, числящиеся на государственном балансе по состоянию на 01.01.2019 г.

В таблице 5 приводится обоснование и сопоставление рекомендуемого технологического КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации.

Из таблицы 5 видно, что в целом по месторождению пересчитанные запасы нефти не изменились.

Анализ эффективности применяемых методов

Краткий обзор применяемых технологий для воздействия на пласт

Наиболее перспективными в современных условиях являются новые технологии воздействия на продуктивные пласты. В их число входит вскрытие пластов во всех скважинах на равновесных растворах с применением глубокопроникающей перфорации, осуществление гидроразрыва пластов, бурение горизонтальных скважин, кислотная обработка призабойной зоны и т.п. Выводы о возможности использования этих технологий для Северо-Тимиргинского месторождения были сделаны на основе опыта разработки других месторождений с аналогичными типами коллекторов.

Таблица 3 – Сопоставление утверждённых и расчётных коэффициентов извлечения нефти из недр

| Эксплуатационный объект | Вариант разработки | Расчётные величины | | | |
|---|--------------------|------------------------|--------------------|-------|---|
| | | коэффициент вытеснения | коэффициент охвата | КИН | КИН по другим методикам и/или месторождениям-аналогам |
| БС ₈ ¹ (C ₁ + C ₂) | 1 | 0,423 | 0,496 | 0,210 | значения КИН по статистическим моделям приведены в таблицах |
| | 2 | 0,423 | 0,496 | 0,210 | |
| БС ₈ ¹ (C ₁) | 2 | 0,423 | 0,496 | 0,210 | |
| | 2 | 0,423 | 0,496 | 0,210 | |
| Ю ₄₋₅ (C ₁ + C ₂) | 1 | 0,482 | 0,612 | 0,295 | |
| | 2 | 0,482 | 0,622 | 0,300 | |
| Ю ₄₋₅ (C ₁) | 2 | 0,482 | 0,622 | 0,300 | |
| Ю ₄₋₅ (C ₂) | 2 | 0,482 | 0,622 | 0,300 | |
| Месторождение в целом (C₁ + C₂) | 1 | – | – | 0,285 | |
| | 2 | – | – | 0,289 | |
| Месторождение в целом (C ₁) | 2 | – | – | 0,287 | |
| Месторождение в целом (C ₂) | 2 | – | – | 0,289 | |

Таблица 4 – Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти и растворённого газа, коэффициентов извлечения нефти

| Эксплуатационный объект | Вариант разработки | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | Извлекаемые запасы | | |
|------------------------------|--------------------|--|--------------------|---|------------------------------------|
| | | | нефти, тыс. тонн | растворённого газа, млн. м ³ | ценных компонентов (указать каких) |
| БС ¹ ₈ | 1 | 0,210 | 1901 | 51 | – |
| | 2 | 0,210 | 1901 | 51 | – |
| Ю ₄₋₅ | 1 | 0,295 | 18368 | 862 | – |
| | 2 | 0,300 | 18654 | 876 | – |
| Месторождение в целом | 1 | 0,285 | 20269 | 913 | – |
| | 2 | 0,289 | 20555 | 927 | – |

Таблица 5 – Обоснование и сопоставление рекомендуемого технологического КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации

| Подсчётный объект | Числящиеся на госбалансе | | | Рекомендуемые | | | Изменение КИН, +/-, % |
|------------------------------|----------------------------------|------------------------------|---------------|----------------------------------|------------------------------|---------------|-----------------------|
| | коэффициент вытеснения, доли ед. | коэффициент охвата, доли ед. | КИН, доли ед. | коэффициент вытеснения, доли ед. | коэффициент охвата, доли ед. | КИН, доли ед. | |
| БС ¹ ₈ | 0,423 | 0,496 | 0,2 | 0,423 | 0,496 | 0,210 | 0 / 0 |
| Ю ₄ | 0,481 | 0,620 | 0,3 | 0,481 | 0,620 | 0,298 | 0 / 0 |
| Ю ₅ | 0,563 | 0,533 | 0,3 | 0,563 | 0,533 | 0,300 | 0 / 0 |
| Всего по месторождению | – | – | 0,298 | – | – | 0,298 | 0 / 0 |

Примечание: приводятся итоги по пластам и месторождению в целом по запасам категории С₁+С₂.

Одним из важнейших этапов ввода скважины в эксплуатацию после бурения или проведения ремонтных работ является вскрытие продуктивных пластов, которое во многом обуславливает продуктивность скважин и нефтеотдачу. Данные технологии необходимо рассмотреть подробнее.

Глубокопроникающая прострелочно-взрывная перфорация

В последние годы на месторождениях Западной Сибири большое распространение получили глубокопроникающие перфорационные системы **TCP Dynawell**, снаряжённые кумулятивными зарядами типа RDX. Область применения перфораторов определяется:

- глубоким проникновением кумулятивной струи в горную породу, что создаёт каналы фильтрации пластовых флюидов в скважинах, где призабойная зона засорена в результате проникновения фильтрата бурового раствора при строительстве или проведении капитального ремонта скважин;
- конструктивными особенностями заряда, что позволяет направлять всю энергию взрыва на пробитие перфорационного канала, максимально снижая фугасное воздействие на обсадную колонну.

Полностью разрушающиеся перфораторы типа Link

Преимущества данной системы заключаются в том, что она обеспечивает фазовую ориентацию зарядов на 90°, и, благодаря применению обойм из цинка, они оставляют в скважине осколки очень малых размеров. Отличительными особенностями данной перфорационной системы являются:

- работоспособность до температур 250 °С – 1 час и давлений до 1400 бар (140 МПа);
- защита от коррозии через оцинкованный стальной корпус;
- безопасная и быстрая сборка у скважины;
- не требуется лубрикатор большой длины.

Таким образом, определён основной круг задач, решаемых при ПВР в скважинах на данном месторождении:

- перфорация с целью вскрытия продуктивных горизонтов;
- реперфорация с целью интенсификации притока пластовой жидкости действующих добывающих скважин;
- реперфорация при отсутствии притока в низкопродуктивных скважинах после вторичного вскрытия другими типами перфораторов;
- перфорация технологических отверстий после производства искусственных блокад-экранов и селективной изоляции чуждых вод в скважине;
- по данным геофизических исследований скважин – реперфорация кровельной, низкопроницаемой части коллектора высокодебитных скважин, с целью вовлечения слабодренлируемых запасов нефти в разработку.

Освоение скважин с использованием аппаратуры УГИС и струйных насосов

По воздействию на околоскважинную зону перфорация близка к торпедированию, поскольку и в том и в другом случае порода подвергается кратковременным, интенсивным нагрузкам. Более длительный, действующий на породу и насыщающий флюид импульс можно получить, используя пороховые генераторы давления (ПГДБК), способные раскачивать столб жидкости в скважине и оказывать на вскрытый пласт импульсно-волновое воздействие на сверхнизких частотах. Для этих же целей применяют и струйные насосы, с помощью которых создают знакопеременную фильтрацию в пласте. Все перечисленные способы в той или иной мере способны восстанавливать проницаемость породы при достаточно большом сечении фильтрационных каналов и становятся малоэффективными, если радиус канала соизмерим с толщиной слоя абсорбированных частиц флюида.

Струйный насос УГИС работает за счёт нагнетания рабочей жидкости насосными агрегатами в насосно-компрессорные трубы с дальнейшим выбросом рабочей жидкости и откачанного пластового флюида в затрубное пространство. Технология УГИС позволяет закачивать в пласт жидкие реагенты, проводить исследования пласта гео-

физическими приборами на кабеле, обработку пластов ультразвуковыми генераторами и перфорацию малогабаритными перфораторами во время работы струйного насоса, проводить измерение гидродинамических параметров пласта. Депрессия на пласты при работе струйных насосов создается только в подпакерной зоне, а по остальному стволу скважины сохраняется первоначальное давление. Технологический процесс обеспечивает повышение производительности добывающих и приёмистости нагнетательных скважин вследствие очистки ПЗП, увеличения проницаемости прискважинной зоны пластов-коллекторов, а также сокращения сроков освоения законченных бурением скважин.

Акустическое воздействие на пласт проводится с целью интенсификации притока. Технологический процесс акустико-химической обработки ПЗП содержит следующие этапы:

- подготовка ствола скважины бригадой ПРС или КРС;
- закачка в скважину нефтяного растворителя, содержащего ароматические углеводороды ряда C_9-C_{10} ;
- проведение ступенчатой обработки интервала перфорации акустическим генератором;
- спуск насоса для дальнейшей эксплуатации скважины.

Специальные *ПАВ-содержащие щелочные и кислотные составы* эффективно действуют в полимиктовых коллекторах и обладают гидрофобизирующими и разглинными свойствами. Их использование обеспечивает очистку призабойной зоны скважин от глинистых частиц, водонефтяных эмульсий, повышение фазовой проницаемости для нефти. Закачка составов в пласт и отработка скважины от продуктов реакции осуществляется в гидроимпульсном режиме с помощью специальных устройств, что повышает успешность работ на 10–15 %.

Технологические жидкости на водной основе оказывают негативное влияние на коллекторские свойства низкопроницаемых пластов. Альтернативными жидкостями в этом направлении являются *составы на углеводородной основе и гидрофобно-эмульсионные растворы* (ГЭР), внешняя фаза которых представлена неполярной средой. На месторождениях Западной Сибири установлено, что среднее время освоения после ремонта скважин, заглушенных водным раствором NaCl, составляет от 1 до 5 суток, а время выхода их на режим работы, предшествующий ремонту, достигает 40–50 суток. При этом общий недобор нефти за период освоения и выхода скважины на режим составляет около 400–600 тонн на одну скважино-операцию по ремонту. Для низкопроницаемых пластов показатели добычи, предшествующие ремонту, иногда не достигаются даже после длительной эксплуатации. Как свидетельствует отечественный и зарубежный опыт использования различных жидкостей в процессах глушения скважин, высокоэффективными и технологичными являются жидкости глушения на основе обратных эмульсий, характеризующиеся определёнными структурно-механическими и реологическими свойствами. Технология применения обратных эмульсий предусматривает полную замену скважинной жидкости на обратную эмульсию или частичную замену на участке от забоя скважины до подвески насоса. С целью повышения эффективности глушения и освоения таких скважин разработан способ глушения, включающий последовательную закачку в призабойную зону буферного раствора, блокирующей жидкости и жидкости глушения. Предложенный усовершенствованный способ предусматривает закачку буферного раствора, который представляет собой углеводородный раствор, включающий *неионогенный ПАВ*. Поскольку раствор обладает низким поверхностным натяжением, он проникает как в высоко, так и в низкопроницаемые пропластки и при контакте с водой образует в порах пласта микроэмульсии с повышенной вязкостью, тем самым, блокируя их. Кроме того, буферный раствор играет роль растворителя и диспергатора газа. Вслед за буферным раствором закачивается блокирующая жидкость, в качестве которой используется ГЭР, содержащий нефть, солевой раствор, эмульгатор и стабилизатор. Противодействие на пласт обеспечивается жидкостью глушения, в качестве которой используется подтоварная минерализованная вода или солевой раствор. При пуске скважины в эксплуатацию пластовая нефть смешивается с внешней нефтяной фазой ГЭР, разрушая его, а ГЭР легко выносится из пласта. Вместе с буферным рас-

твором, содержащим ПАВ, из ПЗС удаляются мелкодисперсные глинистые частицы, в результате чего восстанавливаются фильтрационные свойства пласта. Применение данной технологии глушения скважин позволяет полностью исключить время освоения и выхода скважины на режим с первоначальным дебитом, предшествующим глушению. Перспективным направлением является развитие технологии глушения *комплексными составами*. В данном случае в качестве жидкости глушения применяют состав, включающий добавки стабилизатора глин (хлористый калий или хлористый аммоний), осушитель и растворитель АСПО. В случае применения таких составов процесс глушения совмещается с обработкой призабойной зоны.

Проведение ремонтно-изоляционных работ

В последние годы распространение получили методы *ограничения водопритоков* (ОВП) в добывающих скважинах, направленные на изоляцию промытых интервалов пласта и заколонных перетоков жидкости. Для этих целей также проводят *ремонтно-изоляционные работы* (РИР). Специфичность предлагаемых технологий заключается в обязательном применении новых высокоэффективных приёмов вскрытия и освоения обработанных интервалов пласта. Технологический процесс состоит из перфорации зоны водонефтяного контакта, закачки нефтяной оторочки для оттеснения воды, закачки селективного изоляционного состава и закрепления зоны закачки тампонирующим материалом.

Гидравлический разрыв пласта

Одним из наиболее эффективных методов воздействия на продуктивные пласты является гидравлический разрыв пласта, который позволяет не только интенсифицировать добычу нефти, но и вовлечь в разработку недренируемые запасы нефти слабопроницаемых коллекторов.

Анализ дифференцированного изучения гидроразрыва пласта показал, что основной эффект от увеличения нефтеотдачи происходит в скважинах вскрывших прерывистые коллектора. Проведение гидроразрыва пласта в прерывистых коллекторах позволяет вовлекать в разработку слабодренируемые запасы нефти, заключённые в недренируемых зонах коллекторов. Эффективное применение ГРП ограничено при наличии водонасыщенного пласта вблизи нефтяного объекта разработки. Распространение трещины по вертикали может привести к приобщению водонасыщенного пласта, росту обводнённости продукции, снижению фазовой проницаемости по нефти и отсутствию эффекта, а то и ухудшению работы скважины в результате такого ГРП. Для повышения эффективности проведения ГРП необходим комплексный подход, который включает в себя следующие компоненты:

- выравнивание профиля приёмистости близлежащих нагнетательных скважин (глубокопроникающая закачка блокирующего реагента в пласт через нагнетательные скважины с целью ослабления влияния / ликвидации «кинжальных промывок»);
- проведение каротажных исследований для получения достоверной информации о текущем насыщении и характеристиках коллектора, необходимых для более точного расчёта ГРП;
- проведение перфораций по методике, обеспечивающей минимальный риск осложнений при проведении ГРП.

Потокоотклоняющие технологии направлены на выравнивание профиля приёмистости нагнетательных скважин и перераспределение фильтрационных потоков в неоднородных по проницаемости и высокообводнённых пропластках продуктивных пластов. Технологии разделены на три группы:

1) композиции, образующие в пластовых условиях гель или осадок, предназначены для закачки в неоднородные по проницаемости высокообводнённые участки. К данной группе относятся составы, основанные на использовании полиакриламида со сшивателем (закачка сшитых полимерных систем (СПС), поверхностно-активных полимерных систем (ПАПС), большеобъёмных гелевых систем (БГС), полимерно-гелевых составов – Темпоскрин, Ритин), а также технологии, основанные на применении биополимеров, кремнийорганических соединений (закачка ГКЖ-10, ГКЖ-11у, АКОР, ЭТС-40, жидкого стекла), водорастворимых полиэлектролитов (закачка полимера Гивпан, ВПК-402), термогелеобразующих композиций (реагент РВ-ЗП-1);

2) закачка *полимердисперсных и волокнисто-дисперсных составов*, обладающих «жестким» потокоотклоняющим действием, осуществляется на участках с суперколлекторами или трещиноватостью. К данной группе относятся составы, основанные на использовании различных дисперсных наполнителей (бентонит, древесная мука, угольная пыль), стабилизированных полимерами-флокулянтами, поверхностно-активными веществами, эмульгаторами (закачка полимердисперсной системы (ПДС), волокнисто-дисперсной системы (ВДС), эмульсионно-полимердисперсного состава (ЭПДС). Применение технологий на основе полимердисперсных и волокнисто-дисперсных составов ограничивается низкой средней проницаемостью пород-коллекторов и наиболее целесообразно на объектах, имеющих проницаемость пород-коллекторов не менее 0,150 мкм²;

3) закачка *микродисперсионных систем*, обладающих «мягкими» водоизолирующими свойствами осуществляется на неоднородных участках со сравнительно низкой средней проницаемостью. В эту группу входят составы, используемые в качестве основных реагентов эмульгаторов с добавками наполнителей.

Обоснование рабочих агентов воздействия на пласт

Для выработки запасов продуктивного пласта на Северо-Тимиргинском месторождения рекомендуется применение заводнения, как базовой технологии воздействия на пласт для обеспечения высоких градиентов в пласте и повышения степени вовлечения запасов в разработку.

В настоящее время из-за отсутствия опыта по закачке воды нельзя сделать выводы о влиянии давления нагнетания на приёмистость скважин. Однако опыт разработки юрских пластов показывает, что давления 12–14 МПа недостаточно для того, чтобы обеспечить необходимую для разработки низкопроницаемых и расчленённых коллекторов приёмистость. Поэтому рекомендуется создать давление нагнетания на устье 18 МПа.

Для предотвращения неравномерности выработки запасов по разрезу и по площади пласта вариант разработки с самого начала должен предусматривать технологии интенсификации добычи как по всему разрезу в целом, так и по его отдельным интервалам. В качестве основной технологии предлагается ГРП.

В целях ППД применение пресных поверхностных вод для юрских коллекторов не рекомендуется. Для юрских пластов по ряду аналогичных месторождений отмечено наличие в цементе глины, набухающей при взаимодействии с пресной водой. Лабораторные исследования по вытеснению нефти водой, свойства пород-коллекторов и насыщающих их флюидов позволяют сделать предварительный вывод о низкой ожидаемой эффективности применения пресной воды в качестве агента вытеснения. Поэтому в системе ППД предполагается использование пластовой воды апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса, а в дальнейшем подтоварной воды.

Пластовые воды обладают коррозионной активностью. Для снижения коррозии системы ППД рекомендуется использовать устройства для дозировки ингибиторов в пластовую воду и применять водоводы, оборудование и приборы в антикоррозионном исполнении.

Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи УВС на прогнозный период

На Северо-Тимиргинском месторождении в перспективе представляется возможным применение комплексных работ, сочетающих традиционные методы интенсификации притока нефти и решения в области вторичного вскрытия нефтяного пласта, изоляции водопритока и оптимизации подземного оборудования. Наиболее перспективными являются следующие технологии:

- методы увеличения нефтеотдачи пластов, основанные на комплексном воздействии и сочетающие изоляцию высокопроводящих каналов путём закачки в нагнетательные скважины тампонирующих осадкообразующих композиций и гелеобразующих систем;
- технологии изоляционных работ, обеспечивающие снижение притока воды в скважинах в результате создания слабопроницаемых блокад;

- гидроразрыв пласта;
- глубокопроникающая перфорация и реперфорация на депрессиях в инвертно-эмульсионных растворах и на дегазированной нефти;
- акустико-химическое воздействие на пласт в среде органических растворителей;
- обработки призабойной зоны добывающих скважин;
- пеноглинокислотные обработки и пенокислотные обработки;
- кислотные обработки.

Применение комплексного подхода даёт возможность интенсифицировать добычу нефти из пласта при сохранении отборов жидкости, что позволит снизить обводнённость продукции добывающих скважин и обеспечить вовлечение в эксплуатацию ранее недренируемых запасов.

На прогнозный период разработки Северо-Тимиргинского месторождения сформирована программа геолого-технических мероприятий, основанная на анализе эффективности фактически проведённых мероприятий на месторождениях, содержащих залежи нефти в однотипных коллекторах за 2010–2015 гг.

Программа проектных мероприятий рекомендуемого варианта включает в себя:

1 год – бурение 2 добывающих ГС (на объект 2, пласт БС₈¹ без ГРП); вывод из консервации 3 скважин (№№ 50П, 56Р, 57Р) в добычу с ГРП;

2 год – бурение 16 ГС с мГРП (16 добывающих) и 18 ННС (3 добывающих, 15 нагнетательных) с ГРП; вывод из консервации 1 скважины (№ 60Р) в добычу с ГРП;

3 год – бурение 11 ГС с мГРП (11 добывающих) и 15 ННС (2 добывающих, 13 нагнетательных) с ГРП;

4 год – бурение 15 ГС с мГРП (15 добывающих) и 11 ННС (1 добывающая, 10 нагнетательных) с ГРП;

5 год – бурение 13 ГС с мГРП (13 добывающих) и 14 ННС (2 добывающих, 12 нагнетательных) с ГРП; вывод из консервации 1 скважины (№ 52П) в добычу и 1 скважины (№ 55Р) в нагнетание с ГРП.

Судя по фактическому опыту эксплуатации, разработка пластов Ю₄₋₅ без использования ГРП в наклонно-направленном и горизонтальном фонде малоэффективна. Поэтому данное мероприятие планируется проводить как при вводе в эксплуатацию скважин такого профиля, так и повторно для восстановления исходной продуктивности.

Расчётный эффект (дополнительная добыча нефти) от ГТМ в скважинах рассчитывался относительно базовой добычи от ввода скважин в эксплуатацию (ВНС).

Всего за прогнозный период ожидается выполнить 199 операций гидроразрыва пласта. Расчётный эффект от ГРП за весь срок разработки составляет 11309 тыс. тонн дополнительной добычи, за период ПЭ – 663 тыс. тонн.

Также на позднем периоде запланировано проведение ПВЛГ (перевод скважин с объекта Ю₄₋₅ на вышележащий объект БС₈¹) перфорационными методами. Расчётный эффект от ПВЛГ (перфорационных методов) за весь срок разработки составляет 1631 тыс. тонн дополнительной добычи.

Всего за прогнозный период расчётный эффект от ГРП и ПВЛГ составит 12940 тыс. тонн дополнительной добычи, за период ПЭ – 663 тыс. тонн. Доля ГРП от накопленной добычи в целом по месторождению составляет 55 %, ПВЛГ – 8 %. Остальные 37 % добычи – это совокупный эффект от ВНС.

Программа ГТМ по Северо-Тимиргинскому месторождению в целом представлена в таблице 6.

Геолого-технические мероприятия в период пробной эксплуатации

Накопленный промысловый опыт свидетельствует, что специфика разработки низкопроницаемых пластов, требует проведения мероприятий направленных на увеличение проводимости призабойной зоны скважин, а при благоприятных условиях и развития каналов, трещин вглубь межскважинного пространства.

Таблица 6 – Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента нефтеотдачи (КИН) и интенсификации добычи нефти, прогноз их применения

| 1 | Применяемые МУН | Суммарная с начала разработки факт | Годы разработки | | | | | | | | | | | | | Итого за прогнозный период | Всего | | | |
|-----|---|------------------------------------|--------------------|-----|-----|-----|-----|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----------------------------|-------|---|-------|-------|
| | | | Гидроразрыв пласта | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6-15 | 16-25 | 26-35 | 36-45 | 46-55 | 56-65 | 66-75 | 75-85 | | | | | |
| А | количество проведённых операций | 0 | 3 | 35 | 26 | 29 | 80 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 199 | 199 |
| Б | дополнительная добыча нефти, тыс. тонн | 0 | 63 | 233 | 366 | 418 | 477 | 5278 | 1980 | 1041 | 709 | 385 | 270 | 80 | 10 | | | | 11309 | 11309 |
| 2 | Зарезка боковых стволов | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| а | количество пробуренных скважин | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| б | дополнительная добыча нефти, тыс. тонн | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Физико-химические методы ОПЗ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| а | количество проведённых операций | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| б | дополнительная добыча нефти, тыс. тонн | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| в | дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс. тонн | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| г | дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс. тонн | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Потокоотклоняющие технологии | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| а | количество проведённых операций | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| б | дополнительная добыча нефти, тыс. тонн | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| в | дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс. тонн | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| г | дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс. тонн | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | Нестационарное заводнение | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| а | количество циклов | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| б | дополнительная добыча нефти, тыс. тонн | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого дополнительная добыча нефти, тыс. тонн (по пунктам 1–5) | 0 | 63 | 233 | 366 | 418 | 477 | 5278 | 1980 | 1041 | 709 | 385 | 270 | 80 | 10 | | | | 11309 | 11309 |
| 6 | Прочие методы, том числе: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6.1 | Оптимизация работы насосного оборудования | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| а | количество проведённых операций | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| б | дополнительная добыча нефти, тыс. тонн | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Продолжение таблицы 6

| Применяемые МУН | Суммарная с начала разработки факт | Годы разработки | | | | | | | | | | | Итого за прогнозный период | | | | |
|---|--|-----------------|----|-----|-----|-----|------|-------|-------|-------|-------|-------|----------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | | протнз | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6-15 | 16-25 | 26-35 | 36-45 | 46-55 | 56-65 | | 66-75 | 75-85 | | |
| 6.2 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Водоизоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| а | количество проведённых операций | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| б | дополнительная добыча нефти, тыс. тонн | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6.3 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Перфорационные методы | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| а | количество проведённых операций | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 18 | 22 | 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 |
| б | дополнительная добыча нефти, тыс. тонн | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 112 | 311 | 452 | 385 | 246 | 101 | 20 | 5 | 1631 | 1631 | |
| Итого дополнительная добыча нефти по пункту 6, тыс. т | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| а | количество проведённых операций | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Итого дополнительная добыча нефти по пункту 6, тыс. тонн | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 112 | 311 | 452 | 385 | 246 | 101 | 20 | 5 | 1631 | 1631 | |
| Итого дополнительная добыча нефти, тыс. тонн (по пунктам 1—6) | | 0 | 63 | 233 | 366 | 418 | 477 | 5390 | 2291 | 1493 | 1094 | 631 | 371 | 100 | 15 | 12940 | 12940 |

На текущем этапе проектирования в качестве основного вида ГТМ, как в период пробной эксплуатации так в более отдалённой перспективе, предусмотрен гидравлический разрыв пласта. При этом рекомендуется отработать различные дизайны ГРП:

- большеобъёмный;
- поинтервальный;
- мини;
- селективный.

В период пробной эксплуатации в первый год разработки предусмотрена расконсервация и ввод в эксплуатацию под добычу двух разведочных скважин № 56Р, 57Р и одной поисковой скважины № 50П с проведением ГРП, а также бурение двух эксплуатационных горизонтальных скважин на объект БС₈.

Во второй год в рамках периода пробной эксплуатации месторождения планируется расконсервация и ввод в эксплуатацию под добычу одной разведочной скважины № 60Р с проведением ГРП, а также бурение 16 эксплуатационных добывающих горизонтальных скважин, с проведением в них мГРП. Также планируется бурение 18 эксплуатационных наклонно-направленных скважин, в том числе 3 добывающих и 15 нагнетательных, с проведением в них ГРП.

В третий год в рамках периода пробной эксплуатации месторождения планируется бурение 11 эксплуатационных добывающих горизонтальных скважин, с проведением в них мГРП. Также планируется бурение 15 эксплуатационных наклонно-направленных скважин, в том числе двух добывающих и 13 нагнетательных, с проведением в них ГРП.

Согласно прогнозным расчётам, в первые 3 года разработки дополнительная добыча нефти от проектных ГТМ на Северо-Тимиргинском месторождении составит 1,163 млн тонн нефти.

Выполнение предложенной программы исследовательских работ позволит подготовить необходимую информационную основу для подсчёта запасов и составления технологической схемы разработки месторождения, что является основной задачей пробной эксплуатации.

Литература:

1. Материалы по оперативному подсчёту запасов нефти и растворённого газа по результатам ГРП ООО «РН-Уватнефтегаз», пласт Ю₄ Северо-Тимиргинского нефтяного месторождения Тюменской области по состоянию на 01.01.2016 г. – Тюмень, 2015. (протокол ГКЗ Роснедра № 03-18/706-пр от 05.11.2015 г.).
2. Проект пробной эксплуатации Северо-Тимиргинского месторождения. – Тюмень, 2011. (Протокол Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 52-11 от 14.12.2011 г.).
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. 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.
9. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. – М. : Недра. 1998. – 394 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.

12. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
13. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
14. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дисс. ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
15. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
16. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
17. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
18. Арсланов И.Р., Гусарова Е.И., Телин А.Г. Разработка водоизолирующего состава на основе органоминерального комплекса для проведения ремонтно-изоляционных работ // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 44–46.
19. Былин А.В., Раупов И.Р. Контроль за процессом нефтеизвлечения при внутрискважинной водоизоляции // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 39–41.
20. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Прогнозирование эффективности геолого-технических мероприятий // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 42–51.
21. Захарова Е.Ф., Шайхразиева Л.Р. Некоторые вопросы подбора насосного оборудования для совершенствования заводнения пластов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 86–89.
22. Кулюкин М.В., Сапронов Н.М., Рыбальченко Ю.М. Применение комплексных методов увеличения нефтеотдачи пластов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 207–209.
23. Ляtifов Я.А., Велиев Э.Ф. Применение смягченной воды для вторичных и третичных методов повышения нефтеотдачи пласта // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 112–121.
24. Омелянюк М.В., Концевич О.В. Повышение эффективности химических методов интенсификации добычи нефти // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 188–191.
25. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О. Анализ эффективности проведения потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – № 4. – С. 16–20.
26. Савенок О.В., Барамбонье Соланж. Анализ технологии проведения реагентной обработки в призабойной зоне пласта // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 116–128.
27. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Применение метода гидроразрыва пласта для повышения дебита нефти на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 133–138.

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

29. Цику М.Х., Савенок О.В. Анализ эффективности многосекционного ГРП на примере пласта ЮС₂¹ Русскинского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 21–47.

30. Чернышев А.В. [и др.]. Результаты использования инертных солевых растворов при глушении скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 90–93.

References:

1. Materials for operational calculation of oil and liquefied gas reserves based on the results of geological exploration of LLC RN-Uvatneftegaz, formation U₄ of the Severo-Timirginskoye oil field of the Tyumen Region as of 01.01.2016. – Tyumen, 2015. (Rosnedra State Reserves Committee protocol № 03-18/706-pr of 05.11.2015).

2. Trial development of the Severo-Timirginskoye field. – Tyumen, 2011. (Minutes of the West Siberian Oil and Gas Section of the CDC Rosnedra on UVS № 52-11 dated 14.12.2011).

3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 1–4.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of the oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar: Publishing House – South, 2013-2014. – Т. 1–4.

6. 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.

7. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Development of the naphtha and gas-vich sverdlovin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.

8. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.

9. Lenchenkova L.E. Elevation of oil recovery by the physical and chemical methods. – M. : Subsoil. 1998. – 394 p.

10. Popov V.V. [et al.]. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields : a manual. – Novocheerkassk : South Russian State Pedagogical University (NPI), 2015. – 322 p.

11. Popov V.V. [et al.]. Geophysical researches and works in wells : educational event. – Novocheerkassk : Lik, 2017. – 326 p.

12. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.

13. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning to increase the efficiency of the oilfield systems with complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.

14. Savenok O.V. Efficiency increase of the basic and information-management technologies in the development of the hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves : diss. ...Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.

15. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic research : textbook. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO «KubGTU», 2017. – 203 p.

16. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.

17. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.

18. Arslanov I.R., Gusarova E.I., Thelin A.G. Development of waterproofing composition on the basis of organomineral complex for repair and insulation works // Bulatovskie readings: materials of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 44–46.

19. Bylin A.V., Raupov I.R. Control over the process of oil recovery at in-situ waterproofing // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles; under the general ed. by Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 39–41.

20. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Forecasting of the efficiency of geological and technical measures // Bulatovskie readings: materials of the III International scientific-practical conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 42–51.
21. Zakharova E.F., Shaykhrazieva L.R. Some issues of selection of pumping equipment to improve waterflooding of reservoirs // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 86–89.
22. Kulyukin M.V., Sapronov N.M., Rybalchenko Y.M. Application of complex methods of enhanced oil recovery // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 207–209.
23. Latifov Y.A., Veliyev E.F. Application of softened water for secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 112–121.
24. Omelyanyuk M.V., Kontsevich O.V. Increasing the efficiency of chemical methods of oil production intensification // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 188–191.
25. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Petrushin E.O. Analysis of the efficiency of flow-diverting technologies at the Vyngapurovskoye oil and gas condensate field // Scientific and Technical Journal «Engineer-oilman». – M. : Publishing house of IDGC Drilling LLC, 2017. – № 4. – P. 16–20.
26. Savenok O.V., Barambonier Solange. Analysis of the technology of reagent treatment in the bottom-hole formation zone // Bulatovskie readings: materials of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2 – P. 116–128.
27. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Application of the hydrofracturing method to increase the oil flow rate at the Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2 – P. 133–138.
28. Teplyuk A.M., Savenok O.V. Assessment of the prospects for the additional exploration of the multilayer Yuzhno-Udmurtskoye field on the basis of the refinement of the geological model and pilot development of the operational facilities // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 3. – P. 121–143.
29. Tsiku M.H., Savenok O.V. Analysis of the multi-section hydraulic fracturing efficiency on the example of the Russkinskoye field formation // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 3. – P. 21–47.
30. Chernyshev A.V. [et al.]. Results of the use of inert salt solutions for killing wells in the oil fields of Western Siberia // Oil industry. – 2005. – № 8. – P. 90–93.

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ
ДОРАЗРАБОТКИ СЕНОМАНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ
КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND PROSPECTS
FOR FURTHER DEVELOPMENT OF THE CENOMAN GAS DEPOSIT
OF THE KOMSOMOLSKOYE FIELD**

Корюков Владислав Сергеевич

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

Савенок Ольга Вадимовна

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

Березовский Денис Александрович

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

Аннотация. В статье рассматривается анализ текущего состояния разработки Комсомольского месторождения, расположенного на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Одной из особенностей разработки месторождения и эксплуатации промыслов является наличие четырёх эксплуатационных участков, характеризующихся различными запасами газа и продуктивными характеристиками скважин. Межпромысловый транспорт газа осуществляется за счёт естественного перепада давления, сформировавшегося в условиях разновременности ввода участков в эксплуатацию. В связи с этим задача регулирования разработки и прогнозирования уровней добычи газа на перспективу приобретает особо важное значение. Приведено обоснование основных проектных решений по разработке, включающих комплекс геолого-технологических мероприятий для повышения технологической и технико-экономической эффективности разработки на основе имеющейся геолого-промысловой информации по сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения.

Ключевые слова: основы для проектирования разработки; состояние проектирования газовой залежи; анализ состояния фонда скважин; температурные режимы работы скважин; анализ обводнения залежи; выбор расчётных вариантов разработки; технологические показатели разработки.

Koryukov Vladislav Sergeevich

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

Savenok Olga Vadimovna

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

Berezovskiy Denis Aleksandrovich

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

Annotation. The article considers the analysis of the current state of development of the Komsomolskoye field, located on the territory of the Purovsky district of the Yamalo-Nenets Autonomous District. One of the features of field development and field exploitation is the presence of four production sites characterized by different gas reserves and productive characteristics of wells. Interfield gas transportation is carried out due to the natural pressure drop formed in the conditions of different input intervals. In this regard, the task of regulating the development and forecasting of gas production levels for the future is of particular importance. The substantiation of the main design solutions for the development, including a set of geological and technological measures to improve the technological and technical and economic efficiency of the development based on the available geological field information on the Cenoman gas deposit of the Komsomolskoye field.

Keywords: framework for design development; gas reservoir design status; analysis of well stock status; well temperature conditions; reservoir water analysis; selection of design options; technological development indicators.

Общие сведения о месторождении

Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа (рис. 1). Добыча газа осуществляется с 1993 года вводом в разработку наиболее крупного восточного купола (участка). В настоящее время кроме восточного эксплуатируются западный, северный и центральный участки. Лицензия на эксплуатацию сеноманской залежи принадлежит ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

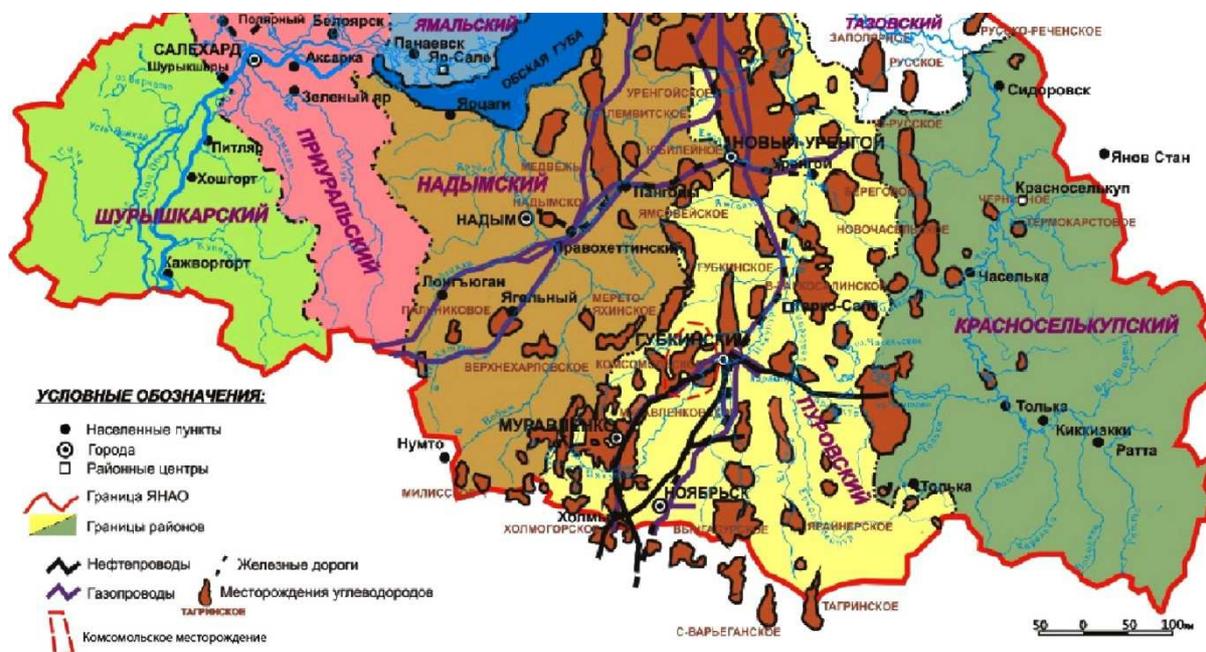


Рисунок 1 – Обзорная карта Ямало-Ненецкого автономного округа

Сеноманская газовая залежь Комсомольского месторождения находится на стадии падающей добычи, которая характеризуется интенсивным обводнением продуктивного разреза, более жесткими условиями разработки пластов и технологических режимов работы промышленного оборудования.

Сеноманская залежь газа пласта ПК1 Комсомольского месторождения была открыта в 1966 году скважиной № 1, давшей при испытании фонтан газа дебитом 705,2 тыс. м³/сут. Впоследствии было пробурено более двухсот разведочных и эксплуатационных скважин и уточнены начальные запасы газа, которые оцениваются более чем в 770 млрд м³.

Впервые запасы газа по Комсомольскому месторождению были утверждены ГКЗ (протокол № 5774 от 24.09.1969 г.) в 1969 году по результатам бурения 30 разведочных скважин в объеме 377,6 млрд м³ (сеноманская залежь, восточный купол). Уточнение контура газоносности на восточном куполе позволило спустя два года получить более точную оценку запасов – 457,6 млрд м³.

В дальнейшем разведка залежи продолжалась в основном на западном и северном куполах и на нижележащие горизонты. В ноябре 1987 года ГКЗ утвердила величину начальных запасов газа в сеноманской залежи (восточный, западный и северный купола) в объеме 773 580 млн м³ (протокол ГКЗ № 10297 от 20.11.1987 г.).

В 1999 году ОАО «СибНАЦ» была проведена переоценка запасов газа на основе анализа данных бурения и исследования 17 эксплуатационных скважин с увязкой результатов обработки гидродинамических исследований разведочных скважин. При рассмотрении этой оценки в ЦКЗ МПР РФ, в связи с замечаниями экспертов, отчет был направлен на доработку и в 2000 году было составлено дополнение к отчету.

Результаты выполненного пересчета начальных запасов свободного газа залежи ПК1, утвержденные ЦКЗ МПР РФ (протокол № 114 от 01.02.2001 г.) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица подсчётных параметров и запасов свободного газа

| Категория запасов | Площадь газоносности, тыс. км ² | Средняя толщина, м | Объём газосодержащих пород, тыс. м ³ | Коэффициенты | | Пластовое давление, физ. атм. | | Поправки | | Начальные запасы свободного газа, млн м ³ |
|-------------------|--|--------------------|---|--------------|------------------|-------------------------------|----------|------------------|----------------|--|
| | | | | пористости | газонасыщенности | начальное | конечное | на свойства газа | на температуру | |
| В | 82 985 | 74,09 | 6 148 756 | 0,346 | 0,768 | 96,1 | 1,04 | 1,18 | 0,98 | 179 910 |
| С ₁ | 797 934 | 25,60 | 20 423 994 | 0,346 | 0,768 | 96,1 | 1,04 | 1,18 | 0,98 | 597 596 |
| Итого по залежи | 880 919 | 30,18 | 26 840 260 | 0,346 | 0,768 | 96,1 | 1,04 | 1,18 | 0,98 | 777 506 |

Начальные запасы свободного газа составили 777 506 млн м³.

Балансовые запасы газа сеноманской залежи, оценённые по категориям В и С₁, составили соответственно 179 910 и 597 596 млн м³ (всего – 777 506 млн м³).

В 2018 году ООО «ЦНИП ГИС» проведена переоценка запасов газа сеноманской залежи Комсомольского месторождения по состоянию изученности на 01.01.2018 г.

Запасы газа по категории А составили 188873 млн м³, по категории В – 465337 млн м³, категории С₁ – 149017 млн м³, в том числе за пределами лицензионного участка 186 млн м³.

В подсчёте 2018 года запасы газа по сумме промышленных категорий А+В+С₁ увеличились по сравнению с утверждёнными ГКЗ (категория С₁) на 29647 млн м³ или 3,8 %. Увеличение запасов произошло в основном за счёт увеличения средневзвешенного значения коэффициента пористости на 6,1 %, при этом площадь газоносности уменьшилась на 2,4 %. Небольшое увеличение газонасыщенной толщины произошло по причине уточнения методики выделения коллекторов с использованием количественных граничных критериев.

По сравнению с числящимися на Госбалансе запасы газа по сумме категорий А+В+С₁ увеличились на 25721 млн м³ или 3,3 %, в том числе запасы категории В полностью переведены в категорию А в пределах Западного и Восточного куполов, а в пределах Северного и Центрального куполов выделена категория В.

Основное увеличение запасов связано с увеличением площади газоносности на 2,5 % за счёт уточнения модели залежи по результатам сейсморазведочных работ 3D, небольшим увеличением газонасыщенной толщины и соответственно увеличением газонасыщенного объёма на 2,9 %, также уточнился коэффициент пористости и газонасыщенности и величина пластового давления.

Состояние проектирования газовой залежи

За период с 1975 года по настоящее время ООО «ТюменНИИгипрогаз» выполнено 7 проектных технологических документов по разработке сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения.

С 2004 года действующим проектным документом являются «Коррективы технологических показателей разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол секции по разработке № 23-р/2004 от 14.04 2004 г.). Утверждённым документом предусматривалась годовая добыча газа в основной период разработки на восточном куполе – 21,55 млрд м³, на западном – 6,30 млрд м³ и на северном – 3,25 млрд м³. Также предусмотрено снижение уровня отборов газа на западном куполе на 0,6 млрд м³ с 2007 года и ввод в разработку центрального купола с максимальным объёмом годовой добычи до 1,5 млрд м³, что позволило бы поддерживать годовые отборы газа в целом по месторождению на уровне

31,1 млрд м³ до 2008 года и с учётом дополнительных объёмов газа Северо-Комсомольского месторождения обеспечить проектную загрузку УКПГ.

Однако проектные решения по вводу центрального купола в срок выполнены не были, в связи с чем ООО «ТюменьНИИгипрогаз» выполнил работу «Корректировка основных проектных решений по разработке центрального купола Комсомольского месторождения» (протокол секции по разработке № 72-р/2007 от 26 ноября 2007 года). Согласно протокола, откорректированы технологические показатели разработки центрального купола на 2016–2018 гг. со снижением уровня годовой добычи газа до 0,45 млрд м³. Разработку купола предлагалось осуществлять двумя кустами (6 скважин) вместо трёх (9 скважин), что связано с опережающим обводнением данного участка.

Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.07.2018 г. общий фонд скважин по месторождению составил 210 ед., в том числе 166 эксплуатационных, из которых 159 действующих и 7 в бездействии, 34 наблюдательных, 5 поглощающих, 4 ликвидированных. Основные причины бездействия скважин связаны с обводнением, наличием песчано-жидкостных пробок на забое и снижением продуктивности скважин (рис. 2).

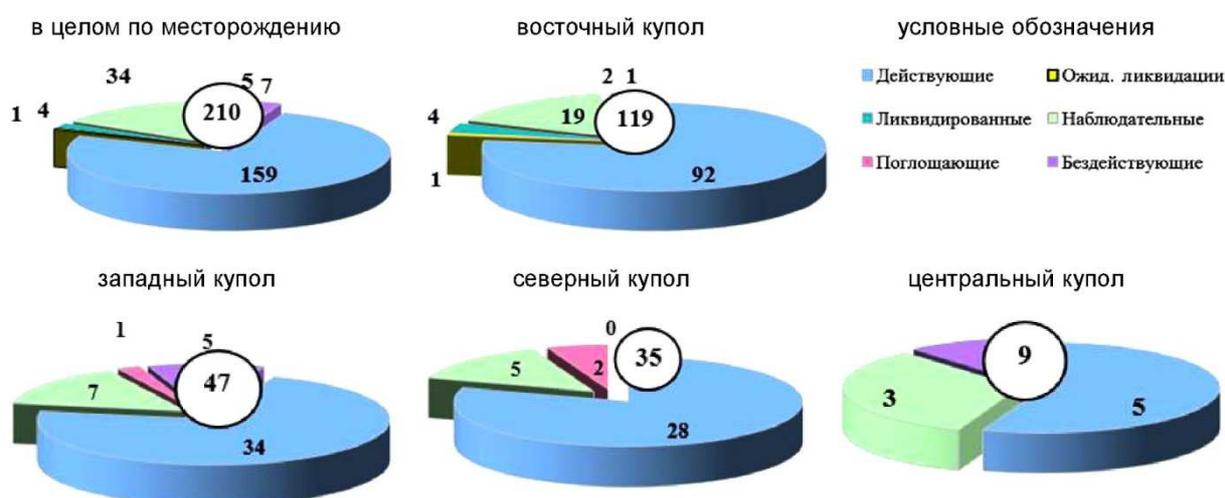


Рисунок 2 – Состояние фонда скважин Комсомольского месторождения по состоянию на 01.07.2018 г.

Анализ технологических режимов работы скважин

Восточный купол

На восточном куполе по состоянию на 01.07.2018 г. средний дебит одной скважины составил 400 тыс. м³/сут., при этом изменяясь от 92 (скважина № 1122) до 695 тыс. м³/сут. (скважина № 1075).

Из общего количества действующих скважин 8,7 % (8 ед.) работали с дебитами до 200 тыс. м³/сут. Большая часть скважин купола (78,3 % или 72 ед.) эксплуатировалась с дебитами от 200 до 600 тыс. м³/сут. По 12 скважинам дебит превысил 600 тыс. м³/сут.

Величины рабочих депрессий изменялись от 0,01 МПа при дебите 423 тыс. м³/сут. (скважина № 1156) до 0,33 МПа при дебите 324 тыс. м³/сут. (скважина № 1074). Гистограмма распределения скважин по рабочим депрессиям показывает, что для 85,9 % скважин (79 ед.) депрессия на пласт не превысила 0,2 МПа. Рабочие депрессии от 0,2 до 0,4 МПа характерны для 14,1 % скважин (13 ед.).

Рассмотрим распределение скважин по скоростям газового потока у башмака НКТ и по величине потерь давления в стволе по состоянию на 01.07.2018 г. Величины скорости в НКТ по скважинам изменялись от 1,9 (скважина № 1122) до 13,9 м/с (скважина № 1075), составляя в среднем 8,4 м/с. Для 63,0 % эксплуатационного фонда скважин (58 ед.) характерны скорости от 5 до 10 м/с, 29,3 % скважин (27 ед.) эксплуа-

тировались со скоростями более 10 м/с. В семи скважинах купола (№№ 1037, 1055, 1061, 1081, 1122, 1154 и 1164) скорость газа в НКТ не превысила 5 м/с. В данных скважинах возможны проблемы самоочистки забоя от песка и конденсационных вод.

Среднее значение потерь давления по стволу скважин составило 0,29 МПа. Большая часть фонда (93,5 % или 86 ед.) работала с потерями по стволу от 0,2 до 0,4 МПа. Для трёх скважин характерны потери более 0,4 МПа. Не большие потери давления обусловлены использованием НКТ диаметром 168 мм.

Рассмотрим распределение скважин восточного купола месторождения по скоростям газа в призабойной зоне скважин по состоянию на 01.07.2018 г. Средняя скорость в призабойной зоне скважин составила 3,4 м/с. Для 87,0 % скважин (80 ед.) скорости не превысили 5 м/с. При скоростях от 5,0 до 10,0 м/с начинается разрушение слабосцементированного коллектора, что можно отнести к 13,0 % фонда (12 ед.). Соответственно в основной части фонда скважин восточного купола технологический режим не превысил предельно-допустимый, что обеспечил сохранение целостности коллектора.

Рассмотрим технологические режимы работы скважин восточного купола за первое полугодие 2018 года. Устьевое давление в среднем по куполу составило 2,82 МПа. Средняя депрессия на пласт к концу второго квартала 2018 года составила 0,14 МПа. Потери давления в газопроводах системы сбора газа составили 0,16 МПа, а снижение температуры в ГСС – 3,2 °С.

Западный купол

На западном куполе фактическая средняя величина рабочих дебитов составила 315 тыс. м³/сут., при этом значения по скважинам изменялись от 33 (скважина № 1502) до 538 тыс. м³/сут. (скважина № 1342). Согласно гистограмме распределения действующего фонда по дебитам 3 скважины (3,3 %) эксплуатировались с дебитом до 200 тыс. м³/сут. Большая часть скважин – 79,4 % (27 ед.) работали с дебитами от 200 до 400 тыс. м³/сут. Для 11,8 % скважин (4 ед.) дебит газа превысил 400 тыс. м³/сут.

При проектной депрессии на пласт 0,14 МПа фактические депрессии изменялись от 0,03 МПа при дебите 275 тыс. м³/сут. (скважина № 1491) до 0,42 МПа при дебите 293 тыс. м³/сут. (скважина № 1382). Средняя величина рабочей депрессии на пласт составила 0,19 МПа. Депрессии до 0,2 МПа характерны для 61,8 % скважин (21 ед.). С депрессией более 0,2 МПа эксплуатировались 13 скважин. При этом в двух скважинах величина депрессии превысила 0,4 МПа (№№ 1361 и 1382).

Величины скорости в НКТ по скважинам изменялись от 1,2 м/с (скважина № 1502) до 15,0 м/с (скважина № 1342), составив в среднем 10,5 м/с. Из диаграммы распределения скважин по скоростям в НКТ видно, что для большинства скважин эксплуатационного фонда скорости превысили 5 м/с. Таким образом, вынос песчано-глинистых частиц породы и конденсационной воды с забоя обеспечивались во всех скважинах купола за исключением скважины № 1502.

Среднее значение потерь давления по стволу скважины составило 0,56 МПа. Большая часть фонда (67,6 % или 23 ед.) работала с потерями по стволу от 0,5 до 1,0 МПа и 32,4 % фонда с потерями до 0,5 МПа.

Рассмотрим распределение скважин западного купола по скоростям газа в призабойной зоне скважин по состоянию на 01.07.2018 г. Средняя скорость составила 2,8 м/с. Для большинства скважин эксплуатационного фонда (94,1 % или 32 ед.) скорости не превысили 5 м/с. Со скоростями более 5,0 м/с, при которых начинается разрушение коллектора, работали 2 скважины (№№ 1383 и 1501).

Северный купол

На северном куполе на 01.07.2018 г. средний дебит скважин по проекту составил 366 тыс. м³/сут. при фактическом среднем дебите 312 тыс. м³/сут. Все скважины действующего фонда эксплуатировались с дебитами от 200 до 400 тыс. м³/сут.

При проектной депрессии на пласт 0,22 МПа фактические депрессии изменялись от 0,03 МПа при дебите 295 тыс. м³/сут. (скважина № 1252) до 0,37 МПа при дебите 240 тыс. м³/сут. (скважина № 1322). Средняя величина рабочей депрессии на пласт составила 0,17 МПа. Гистограмма распределения скважин по рабочим депрессиям по-

казывает, что депрессия в 67,9 % (19 ед.) действующих скважин не достигала 0,2 МПа. Для 25,0 % (7 ед.) скважин величина депрессии изменялась от 0,20 до 0,30 МПа. В двух скважинах депрессия на пласт составила более 0,3 МПа (№№ 1301 и 1322).

Скорость в НКТ по скважинам изменялась от 6,3 (скважина № 1281) до 10,3 м/с (скважина № 1241), составляя в среднем 8,3 м/с. Условия выноса песчано-глинистых пород и конденсационной воды с забоя обеспечены во всех скважинах купола.

Среднее значение потерь давления в стволе скважины составило 0,56 МПа. Большая часть фонда (78,6 % или 22 ед.) работала с потерями по стволу от 0,5 до 1,0 МПа.

Рассмотрим распределение скважин северного купола по скоростям газа в призабойной зоне по состоянию на 01.07.2018. Средняя скорость в призабойной зоне скважин составила 3,7 м/с. Для большинства скважин эксплуатационного фонда (67,9 % или 19 ед.) значение скорости лежит в интервале до 5,0 м/с. Со скоростями от 5,0 до 10,0 м/с, при которых начинается разрушение коллектора, работало 32,1 % скважин (9 единиц).

Центральный купол

На центральном куполе средний дебит скважины составил 143 тыс. м³/сут. при средней рабочей депрессии на пласт 0,11 МПа. Максимальный дебит составил 174 тыс. м³/сут. (скважина № 1522), минимальный 117 тыс. м³/сут. (скважина № 1523). Рабочая депрессия по скважинам изменялась от 0,04 (скважина № 1511) до 0,17 МПа (скважина № 1521).

Средняя скорость движения газа в НКТ составила 4,0 м/с и не обеспечила самоочищение забоев скважин. Для сохранения числа действующих скважин необходима регулярная продувка эксплуатационного фонда центрального купола. Потери давления по стволу скважин составили в среднем 0,7 МПа. Средняя скорость газа в призабойной зоне скважин составила 4,14 м/с.

Температурные режимы работы скважин

На восточном куполе месторождения по состоянию на 01.07.2018 г. средняя устьевая температура эксплуатационного фонда скважин составляет 15,7 °С, при этом изменяется по скважинам от 8,5 °С (скважина № 1055) до 18,0 °С (скважина № 1181). Во всех скважинах обеспечивается безгидратный режим эксплуатации.

Средняя устьевая температура с учётом группировки по величине дебита составляет:

- 14,3 °С по группе скважин с дебитом менее 300 тыс. м³/сут.;
- 16,0 °С по группе скважин с дебитом 300-600 тыс. м³/сут.;
- 16,6 °С по группе скважин с дебитом более 600 тыс. м³/сут.

На западном куполе месторождения по состоянию на 01.07.2018 г. средняя устьевая температура эксплуатационного фонда скважин составляет 14,8 °С, при этом изменяется по скважинам от 6,0 °С (скважина № 1502) до 17,8 °С (скважина № 1450). Во всех скважинах обеспечивается безгидратный режим эксплуатации.

Средняя устьевая температура с учётом группировки по величине дебита составляет:

- 14,6 °С по группе скважин с дебитом менее 300 тыс. м³/сут.;
- 15,0 °С по группе скважин с дебитом более 300 тыс. м³/сут.

На северном куполе месторождения по состоянию на 01.07.2018 г. средняя устьевая температура эксплуатационного фонда скважин составляет 16,2 °С, при этом изменяется по скважинам от 14,9 °С (скважина № 1292) до 17,5 °С (скважина № 1221). Во всех скважинах обеспечивается безгидратный режим эксплуатации.

Средняя устьевая температура с учётом группировки по величине дебита составляет:

- 16,1 °С по группе скважин с дебитом менее 300 тыс. м³/сут.;
- 16,3 °С по группе скважин с дебитом более 300 тыс. м³/сут.

На центральном куполе месторождения по состоянию на 01.07.2018 г. средняя устьевая температура эксплуатационного фонда скважин составляет 13,3 °С, при этом изменяется по скважинам от 11,6 °С (скважина № 1523) до 14,9 °С (скважина № 1522).

Средняя устьевая температура с учётом группировки по величине дебита составляет:

- 12,3 °С по группе скважин с дебитом менее 150 тыс. м³/сут.;
- 14,9 °С по группе скважин с дебитом более 150 тыс. м³/сут.

Во всех скважинах обеспечивается безгидратный режим эксплуатации.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

По состоянию на 01.07.2018 г. накопленный отбор газа в целом по месторождению составил 490,21 млрд м³ (63,0 % от утверждённых запасов газа) при проектной величине 502,34 млрд м³ (64,6 % от утверждённых запасов). За первое полугодие 2018 года добыто 12,45 млрд м³, что практически соответствует проекту 12,67 млрд м³. Отставание составляет 1,7 %.

Количество действующих скважин, составляющее 159 ед., превышает проектное значение на 9 ед. (150 ед. по проекту).

По состоянию на 01.07.2018 г. из залежи восточного купола отобрано 372,22 млрд м³ или 68,6 % от начальных запасов купола, при этом проектная величина составляет 380,40 млрд м³ (70,1 %). Пластовое давление в зоне отбора газа снизилось до 3,23 МПа, что отличается на 4,4 % от проекта (3,38 МПа). Давление на устье скважин равно 2,80 МПа и соответствует проекту 2,76 МПа. Депрессия на пласт равна 0,14 МПа и отличается от проектной на 36,4 % (0,22 МПа). Средний дебит скважин составляет 400 тыс. м³/сут. и ниже проектного уровня на 23,8 % (525 тыс. м³/сут. по проекту). Проектный фонд действующих скважин 89 ед. По факту в работе находится 92 скважины, что связано с переводом наблюдательных скважин в действующий фонд.

Западный купол введён в промышленную эксплуатацию в апреле 1996 года. Фактические годовые отборы газа по западному куполу за все годы разработки были меньше проектных в среднем на 6,4 %. Превышение проектного отбора колебалось от 1,9 % (2016 г.) до 10,8 % (2014 г.). В 2017 году наблюдалось значительное отставание по уровню добычи: фактическая величина составила 4,21 млрд м³, что на 26,2 % ниже проектного значения (5,70 млрд м³ по проекту). К концу первого полугодия 2010 года отставание от проекта 22 %. Отбор по факту составил 2,06 млрд м³, в то время как проектом предусмотрено 2,65 млрд м³.

Пластовое давление в зоне отбора составляет 4,41 МПа, что на 2,0 % меньше проектного значения, равного 4,50 МПа. Фактическое давление на устье скважин составляет 3,67 МПа и соответствует проекту. Депрессия на пласт незначительно отличается от проектной и равна 0,19 МПа (0,14 МПа по проекту). Фактический дебит действующих скважин составляет 315 тыс. м³/сут., что на 23,8 % меньше проектного значения, составляющего 413 тыс. м³/сут. Действующий фонд скважин насчитывает 34 единицы и на 1 единицу меньше проекта.

Третья очередь Комсомольского газового промысла – северный купол, введён в промышленную эксплуатацию в декабре 1999 года. По состоянию на 01.07.2018 г. накопленная добыча газа составляет 34,39 млрд м³ или 41,7 % от запасов газа по куполу. За первый квартал 2018 года добыто 1,59 млрд м³, что на 16,1 % выше величины проектного уровня, равной 1,33 млрд м³.

Пластовое давление в зоне отбора составляет 5,44 МПа и выше проектного значения, равного 5,19 МПа, на 4,5 %. Фактическое давление на устье скважин составляет 4,7 МПа, что на 2,6 % выше проекта (4,58 МПа). Средняя депрессия на пласт составила 0,17 МПа при проектном значении 0,22 МПа (разница 22,7 %). Средний дебит упал до 312 тыс. м³/сут. при 366 тыс. м³/сут. по проекту (отличие 14,9 %). Действующий фонд скважин на 8 единиц больше проектной величины и составляет 28 скважин.

Четвёртая очередь Комсомольского газового промысла – центральный купол, введён в промышленную эксплуатацию в марте 2007 года. Накопленная добыча газа по состоянию на 01.07.2018 г. составила 1,29 млрд м³ или 3,8 % от запасов по всему куполу при 1,42 млрд м³ по проекту. За первое полугодие 2018 года отбор составил 0,16 млрд м³, в то время как проектный уровень равен 0,23 млрд м³. Отставание от проекта составляет 31,0 %.

Пластовое давление в зоне отбора снизилось до 5,17 МПа, что на 3,3 % выше проектного значения (5,0 МПа). Фактическое давление на устье скважин составляет 4,36 МПа – чуть ниже проектного (4,57 МПа). Депрессия на пласт равна 0,11 МПа и ни-

же проектной (0,26 МПа). Средний дебит скважин составляет 143 тыс. м³/сут. и меньше проектного (204 тыс. м³/сут.) на 30 %. Действующий фонд скважин – 5 ед., что на 1 меньше проекта (6 ед.).

Таким образом, за последние 5 лет отмечается систематическое отставание в уровнях годовой и накопленной добычи газа, что требует корректировки проектных технологических показателей разработки.

Следует отметить, что снижение добычи в 2017 году на 22 % по сравнению с 2016 годом связано, в первую очередь, не с технологическими причинами, а с кризисными явлениями, вызванными снижением газопотребления как в России, так и за рубежом.

Анализ распределения пластового давления по площади и разрезу

По состоянию на 01.07.2018 г. среднее пластовое давление в зоне отбора газа восточного купола снизилось с начала разработки на 66,8 % от начального (9,73 МПа) и равняется 3,23 МПа.

На западном куполе замеры пластовых давлений в период с 1993 по 1994 гг. не производились из-за отсутствия освоенных скважин. Первые данные о величине пластового давления здесь были получены по результатам исследования эксплуатационных скважин до ввода их в промышленную эксплуатацию. При этом было установлено снижение пластового давления от начального на 0,25 МПа, что объясняется перетоками газа на восточный купол с центрального и западного. Среднее пластовое давление в зоне размещения скважин западного купола на 01.07.2018 г. составило 4,41 МПа, т.е. снизилось от начального на 54,7 %.

На северном куполе величина пластового давления в первых двух освоенных скважинах (№№ 1311 и 1312) в 1997 году составила 9,42 МПа, т.е. была на 0,31 МПа ниже начального. Среднее пластовое давление по 28 эксплуатационным скважинам по состоянию на 01.07.2018 г. составило 5,44 МПа и снизилось относительно начального на 44,1 %.

Среднее пластовое давление по шести эксплуатационным скважинам центрального купола составило 5,17 МПа и снизилось относительно начального на 46,8 %.

В первом квартале 2018 года снижение давления на куполах Комсомольского месторождения происходило достаточно равномерно. За квартал средняя величина падения давления на восточном куполе составила 0,12 МПа, во втором квартале сократилась до 0,07 МПа. На западном и северном куполах за первый квартал давление снизилось в среднем на 0,11 МПа. Во втором квартале, как и на восточном куполе, падение давления замедлилось до 0,08 МПа. Центральный купол характеризуется величиной падения давления за первый квартал, равной 0,09 МПа, и 0,02 МПа за второй квартал. Замедление темпа снижения давления во втором квартале 2018 года связано с сезонным уменьшением уровня добычи.

В целом разница давлений между куполами в течение полугодия осталась неизменной. Между восточным и северным куполами перепад пластового давления составляет в среднем 2,21 МПа, а между западным и северным куполами 1,02 МПа. Разница давлений сохранилась на уровне конца 2017 года и отрицательно сказывается на рациональном использовании пластовой энергии ввиду необходимости дросселирования газа северного участка на входе в МПК.

Текущие дренируемые запасы Комсомольского месторождения по результатам проведенного анализа методом материального баланса оцениваются на уровне 750 млрд м³. По мере ввода новых объектов разработки (куполов месторождения) в промышленную эксплуатацию величина дренируемых запасов была подвержена сильным колебаниям, связанным с одновременным вводом большого количества добывающих скважин, что отразилось на увеличении площади дренирования. С начала 2014 года отбор газа стабилизировался, и в разработку была вовлечена максимальная площадь дренирования благодаря вводу в эксплуатацию центрального купола месторождения. По состоянию на 01.07.2018 г. величина остаточных дренируемых запасов газа составляет около 260 млрд м³.

Текущие дренируемые запасы восточного купола Комсомольского месторождения оцениваются в 520 млрд м³. Сильные колебания значений дренируемых запасов наблюдались в начале промышленной эксплуатации купола, когда активно увеличивался действующий фонд скважин и в разработку вовлекались новые площади дренирования. В начале 2000-х годов наблюдалось непостоянство действующего фонда скважин, что повлияло на колебания величины дренируемых запасов газа. По состоянию на 01.07.2018 г. величина остаточных дренируемых запасов снизилась до 150 млрд м³.

Оценочные расчёты показали, что средняя величина текущих дренируемых запасов по западному куполу составляет 145 млрд м³. Остаточные дренируемые запасы оценены в объёме 62 млрд м³.

Текущие дренируемые запасы газа северного купола на протяжении разработки имели колебания и к концу первого полугодия 2018 года оцениваются в 80 млрд м³. Остаточные дренируемые запасы оцениваются в 45 млрд м³.

Оценка дренируемых запасов центрального купола с допустимой точностью невозможна по причине относительно небольшого срока эксплуатации объекта и малого количества исходной информации. По усреднённым оценкам величина текущих дренируемых запасов составляет порядка 5 млрд м³. Остаточные дренируемые запасы оцениваются в 5 млрд м³.

Анализ характера распределения пластового давления по площади залежи свидетельствует, что наиболее крупный восточный участок отрабатывается достаточно равномерно. Значительных депрессионных воронок в районах эксплуатационных кустов не отмечается. Аналогичная картина фиксируется и на северном куполе, что свидетельствует о хорошей отработке по площади. На западном куполе произошло смещение центра депрессионной воронки в южном периферийном направлении, что может привести к негативным последствиям в виде активного латерального внедрения законтурной воды.

С целью равномерной отработки запасов газа по разрезу продуктивных отложений на месторождении применена дифференцированная система вскрытия. Характер распределения перфорированных интервалов по эксплуатационным скважинам восточного купола показывает, что 60 % дренируемой толщины приходится на верхнюю и среднюю части разреза. Однако существенного различия в величинах пластовых давлений по разрезу не отмечается. Анализ замеров пластовых давлений по 15 скважинам, дренирующих различные части разреза, показывает, что разница в их текущих величинах не превышает в среднем 0,10 МПа и в целом контролируется глубиной вскрытия пласта.

Анализ обводнения залежи

С целью определения текущего положения газоводяного контакта в сеноманской залежи Комсомольского месторождения в первом полугодии 2018 года проведены геофизические исследования в 43 скважинах.

Подъём ГВК достоверно установлен в 11 скважинах. На северном куполе наибольший подъём за первое полугодие зафиксирован в центральной части, в скважине № 440-р – на 8,0 м. Также подъёмы установлены в скважинах №№ 1261 и 1291 на 0,3 м и 2,7 м соответственно. На восточном куполе изменения уровня ГВК также отмечены преимущественно в центральной части: в скважинах № 103-Н – на 1,6 м, № 1030 – на 0,75 м, № 153-р – на 6,6 м, № 1090 – на 0,8 м. На западном куполе в скважинах №№ 1350 и 1450 ГВК поднялся на 3,3 м и 1,0 м соответственно, а на центральном уровне изменился только в скважине № 141-р – на 1,4 м.

По фактическим данным геофизических исследований выполнен расчёт объёма внедрившейся воды в залежь (таблица 2). Средневзвешенная высота подъёма контакта южного участка составляет 14,1 м. Объём внедрившейся пластовой воды, определённый объёмным методом, составляет 1762 млн м³. На восточном куполе средневзвешенная высота подъёма достигала 19,1 м, на западном – 15,1 м, на северном – 5,4 м, на центральном – 13,9 м. Объём внедрившейся воды по куполам составил: 868 млн м³ на восточном куполе, 479 млн м³ – на западном, 161 млн м³ – на северном, 255 млн м³ – на центральном.

Таблица 2 – Расчёт объёма воды, внедрившейся в залежь (по куполам) по состоянию на 01.07.2018 г.

| Годы | Площадь, F, км ² | Средневзвешенная высота подъема ГВК, Н, м | Коэффициент пористости, K _п , доли ед. | Коэффициент начальной газонасыщ., K _{г^{нач}} , доли ед. | Коэффициент остаточной газонасыщ., K _{г^{ост}} , доли ед. | Коэффициент песчаности, K _{песч.} , доли ед. | Объем воды, V, млн.м ³ |
|------------------|--------------------------------|---|---|--|---|---|--------------------------------------|
| Северный | 214,35 | 5,4 | 0,346 | 0,768 | 0,276 | 0,82 | 161 |
| Западный | 224,43 | 15,1 | 0,346 | 0,768 | 0,276 | 0,83 | 479 |
| Центральный | 116,84 | 13,9 | 0,346 | 0,768 | 0,276 | 0,92 | 255 |
| Восточный | 325,30 | 19,1 | 0,346 | 0,768 | 0,276 | 0,82 | 868 |
| Σ | 880,92 | - | - | - | - | - | 1762 |
| Средневзвешанное | - | 14,1 | 0,346 | 0,768 | 0,276 | 0,84 | - |

Выбор расчётных вариантов разработки

В настоящее время разработка сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения осложняется рядом факторов геологического, технического и технологического характера (снижение запаса пластовой энергии, обводнение скважин, физический износ оборудования, сезонная неравномерность газопотребления и др.).

Текущий период разработки сеноманской газовой залежи – это стадия падающей добычи газа, характеризующаяся интенсивным внедрением пластовой воды и обводнением скважин, а также более жёсткими условиями работы пласта и промыслового оборудования.

В основу выбора расчётных вариантов разработки сеноманской газовой залежи положен принцип максимально возможного поддержания годовых отборов газа и сохранение действующего эксплуатационного фонда скважин. Предлагается рассмотреть варианты разработки, предусматривающие забурирование боковых стволов в выбывающих из эксплуатации скважинах, а также дополнительное бурение наклонно-направленных скважин на всех куполах месторождения, кроме центрального.

Скважины для забурирования боковых стволов выбирались из фонда скважин, выбывших на данный момент из эксплуатации и расположенных в зоне с наилучшими геолого-промысловыми характеристиками, такими как эффективная газонасыщенная толщина, величина остаточных запасов газа в зоне дренирования скважины и величина подъёма ГВК. Для этой цели были построены карты эффективных газонасыщенных толщин, остаточных запасов газа и текущего подъёма ГВК.

Для прогноза дальнейшей разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения на основе использования геолого-технологической модели, адаптированной по истории разработки по состоянию на 01.07.2018 г., предлагаются к рассмотрению следующие варианты разработки:

- вариант 0 – предусматривающий эксплуатацию залежи без реконструкции дожимного комплекса, но с сохранением проектных годовых отборов газа (расчёт технологических показателей по данному варианту необходимо провести с целью определения возможных годовых отборов газа на месторождении без дополнительных финансовых вложений на реконструкцию промысла);
- вариант 1 – предусматривает дальнейшую эксплуатацию залежи при проведении реконструкции дожимного комплекса;
- вариант 2 предусматривает зарезку 15 боковых стволов, начиная с 2023 года, в том числе 5 ед. на восточном, 3 на западном и 7 на северном куполах (боковые стволы вводятся в эксплуатацию по мере выбытия имеющегося фонда скважин: в 2023 году вводятся 2 боковых ствола на восточном куполе и 3 ствола на западном, в 2024 году – 2 на восточном и 3 на северном, в 2025 году – 4 на северном и 1 на восточном);
- вариант 3 – предусматривается зарезка 19 боковых стволов против 15 в варианте 2 (на восточном куполе – 8, на западном – 3 и северном – 8) (в данном варианте боковые стволы вводятся, начиная с 2023 года – 3 боковых ствола на восточном куполе, 3 ствола на западном, в 2024 году – 3 ствола на восточном и 3 на северном и в 2025 году 2 на восточном и 5 на северном).

Необходимость расчётов по второму и третьему варианту заключается в оценке эффективности работы восточного купола при различных годовых отборах.

- вариант 4 – предусматривает бурение 10 дополнительных наклонно-направленных скважин (на восточном куполе 1 куст вводится в 2023 году, на западном куполе 3 куста вводятся в разработку в 2024 году и на северном куполе 1 куст вводится в разработку в 2025 году). Каждый куст состоит из двух скважин.

Во всех вариантах, кроме варианта 0, учитывалась реконструкция дожимного комплекса (ввод дополнительных мощностей).

Построение геолого-технологической модели сеноманской залежи Комсомольского месторождения

Модель системы сбора газа

Модель наземной инфраструктуры Комсомольского месторождения построена в программном комплексе «PIPESIM» компании «Schlumberger». Модель состоит из 581 узлов и 584 ветвей, подключение скважин производится выкидными линиями диаметрами 114–229 мм, длиной до 100 м. Диаметр коллекторов по Комсомольскому месторождению меняется от 325 до 1024 мм.

Программный комплекс «PIPESIM» имеет в своем составе набор модулей для моделирования скважин, течения установившихся потоков многофазной жидкости в системе трубопроводов и оборудования. Модули интегрированы таким образом, чтобы можно было построить полную модель системы добычи, начиная с забоя скважин и заканчивая пунктом сбора газа.

Сеть сбора газа состоит из узловых точек и соединяющих участков трубопроводов (рис. 3–6). Узловые точки – это точки, из которых выходят отводы газопровода или где соединяются два или более участков ГСС. Фонтанная арматура газовых скважин оснащается устьевым штуцерирующим устройством.

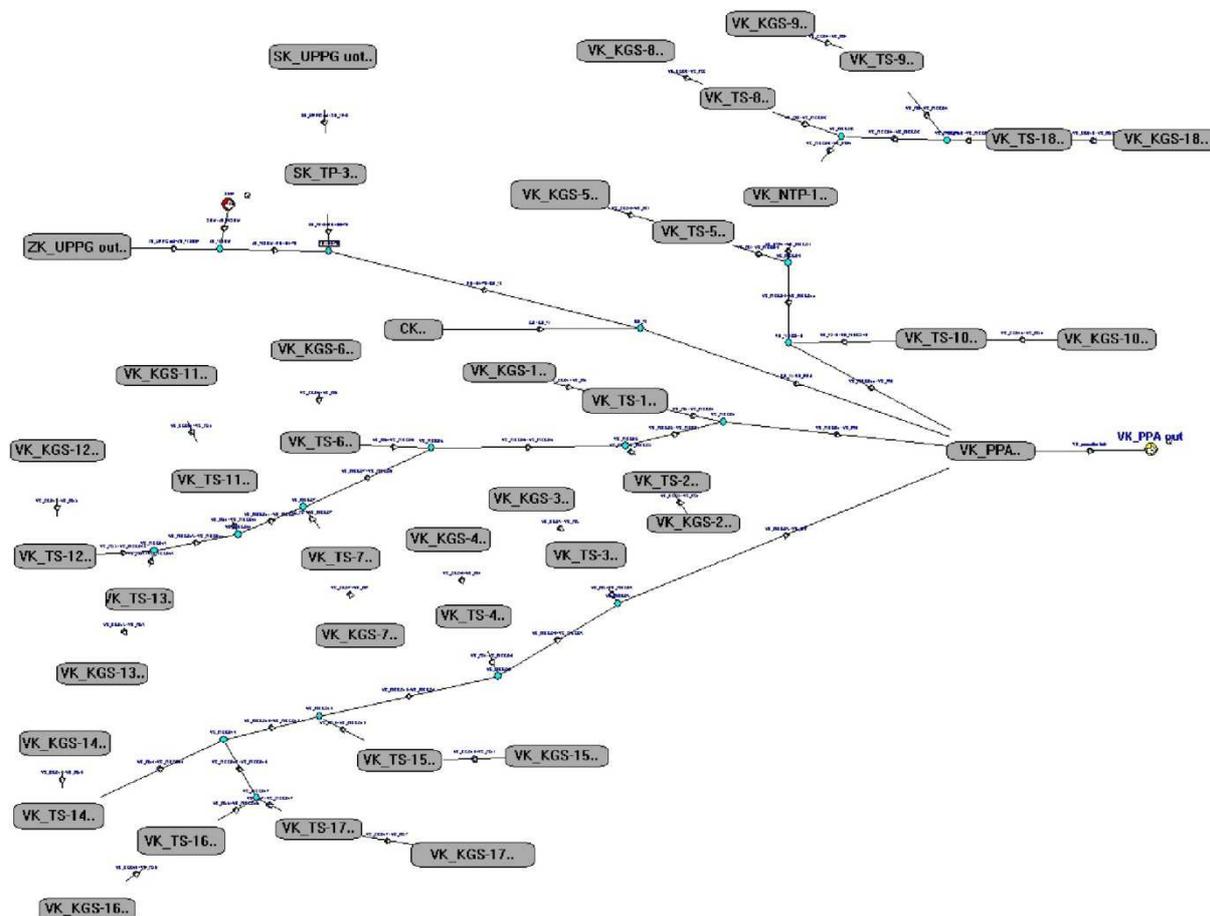


Рисунок 3 – ГСС Восточного купола Комсомольского месторождения

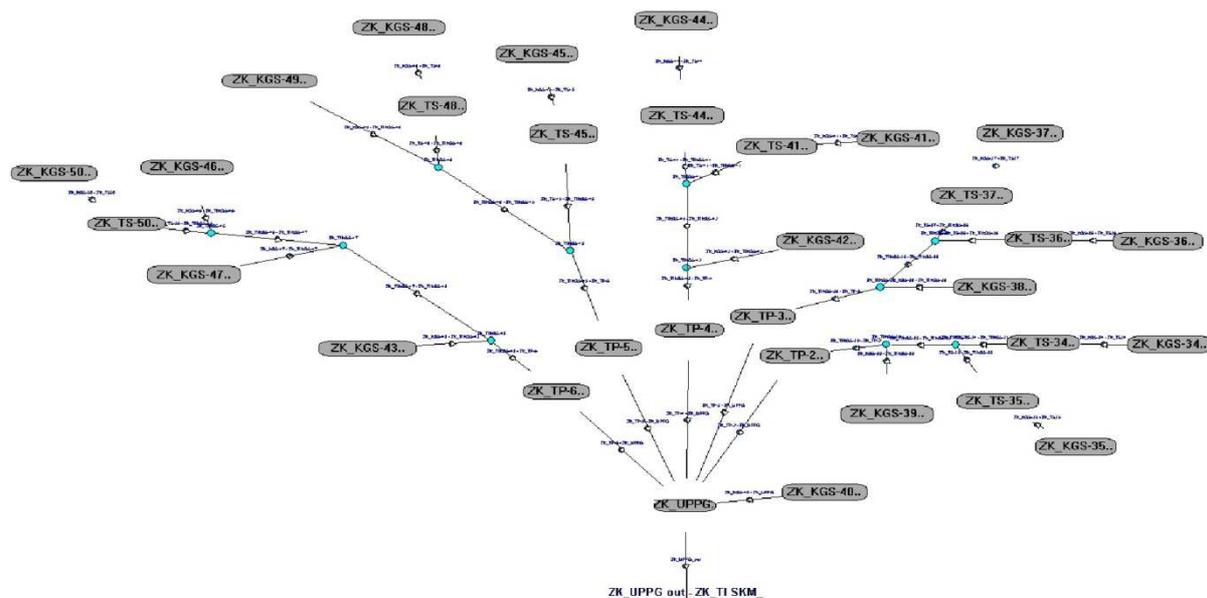


Рисунок 4 – GCC Западного купола Комсомольского месторождения

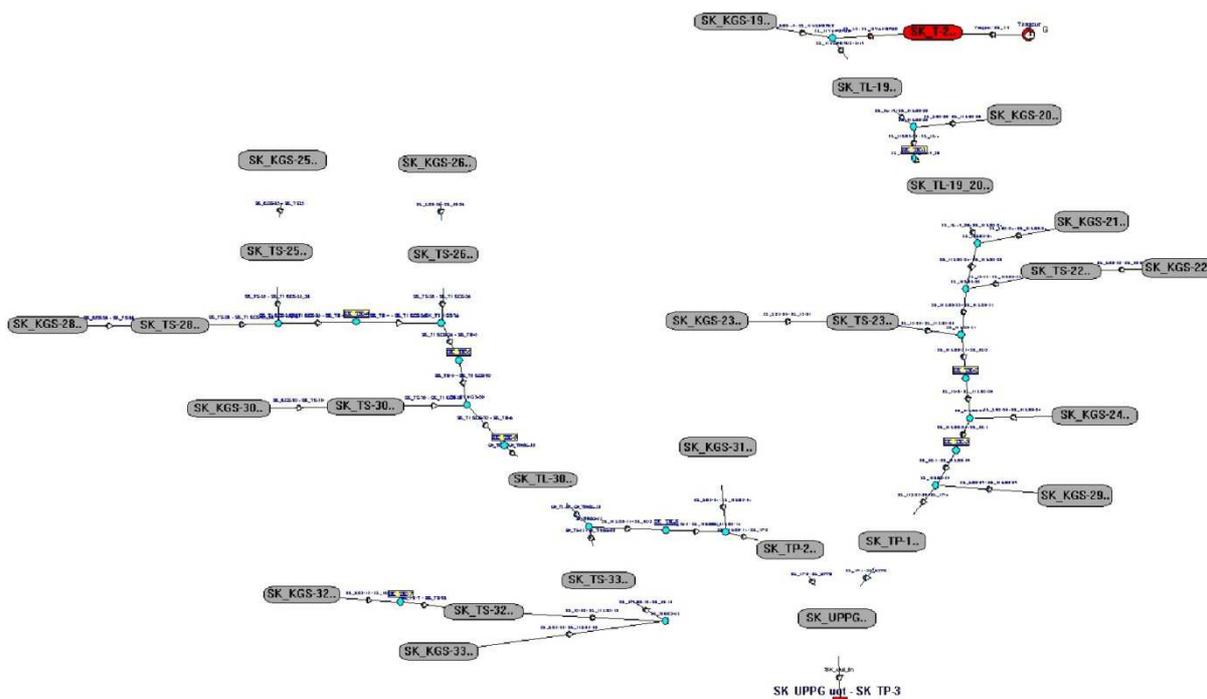


Рисунок 5 – GCC Северного купола Комсомольского месторождения

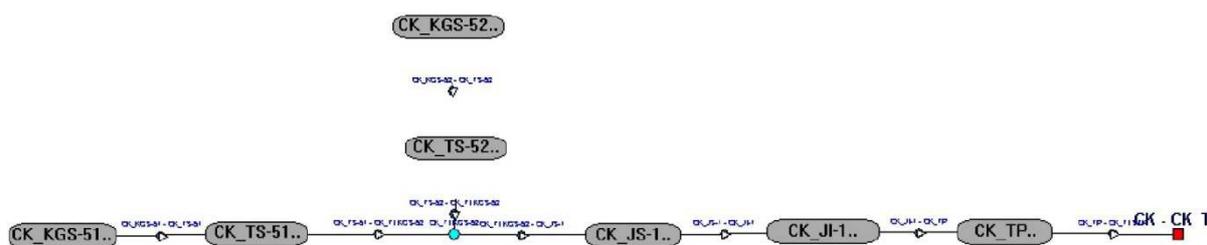


Рисунок 6 – GCC Центрального купола Комсомольского месторождения

Источником движения многофазного потока в GCC является разность давлений в пласте и на входе в УКПГ. Средством регулирования работы системы сбора газа является давление на входе в УКПГ.

Так как добыча ведётся с разных куполов, состав газа принят для всех скважин одинаковым согласно модели флюида купола.

В модели скважин загружены данные инклинометрии, что позволяет более точно определять потери давления в стволе скважины, а также продуктивные характеристики скважин – коэффициенты фильтрационных сопротивлений «а» и «b».

В программном комплексе «PIPESIM» предусмотрена возможность выбора модели притока флюида к забою скважин. После проведённых тестовых расчётов параметров работы скважин с использованием различных уравнений притока была выбрана модель «Jones's Equation».

Путём тестовых расчётов для условий Комсомольского месторождения подобраны корреляции для вертикального и горизонтального потоков. Анализ расчётов с учётом результатов фактических замеров давления по стволу газовых скважин показал, что корреляция Mukherjee & Brill для вертикального потока наиболее корректна для условий газовых месторождений.

Для горизонтального потока корреляция подобрана по результатам замеров устьевых рабочих параметров на скважинах с последующим замером давления и суммарного расхода газа на входе в УКПГ. С помощью операции Flow Correlation Matching была подобрана зависимость Lockhart & Martinelli, как наиболее точно описывающая фактические перепады давления по шлейфам.

Подобранные способы корреляции вертикальных и горизонтальных потоков приняли за основные для условий Комсомольского месторождения и наложили на все скважины и шлейфы.

На следующем этапе настройки параметров газосборной сети Комсомольского месторождения была выполнена глобальная и локальная адаптации. Глобальная адаптация – это процедура изменения параметров всей сетевой модели. Локальная адаптация подразумевает изменение параметров для отдельного шлейфа, скважины.

Первоначальный расчёт газосборной сети проведён на суммарный расход газа по УКПГ. Для настройки использовались результаты исследований скважин и промышленная информация. После сопоставления рассчитанных давлений и расходов по скважинам с фактическими проводилась корректировка исходных параметров. С целью оценки достоверности модели решалась обратная задача. Для этого на пункте сбора газа задавали значения входных давлений и после моделирования сравнивали полученные результаты с фактическими расходами газа по скважинам.

В целом модели газосборных сетей позволяют получать следующую информацию:

- массовый расход газа, объёмный расход газа по скважинам, скорость газа и жидкости в шлейфах;
- давления пластовое, забойное, устьевое и давления после устьевого штуцера;
- расход жидкости по скважинам;
- распределение давления и температуры по газосборной сети (в точке узла вывода рассчитанных параметров);
- распределение давления и температуры по стволу скважины (если есть узлы вывода рассчитанных параметров);
- направление потока в шлейфах;
- расход газа или давление в пункте сбора.

Адаптированные модели были объединены в единую композиционную модель всех промыслов Комсомольского месторождения. Построенная модель инфраструктуры Комсомольского месторождения позволяет рассчитать систему «забой скважин – устье скважин – газосборные шлейфы – узел входа в УКПГ». При этом полученные расчётные результаты хорошо согласуются с фактическими данными, что позволяет применять модель для получения численных результатов.

Необходимо отметить, что на Комсомольском месторождении отсутствует возможность замеров расхода газа по скважинам. Дебит газа определяется расчётным путём посредством сопоставления величин устьевого рабочего давления, коэффициентов фильтрационных сопротивлений «а» и «b», текущего пластового давления в районе скважины. Поэтому в качестве наиболее достоверного параметра были приняты результаты периодических замеров давлений на устьях скважин и на входе УКПГ.

Технологические показатели разработки

Расчёты прогнозных технологических показателей разработки Комсомольского месторождения выполнены по четырём вариантам разработки с учётом плана производства продукции ООО «Газпром добыча Ноябрьск» на 2019-2021 гг. Расчётные варианты различаются количеством забуриваемых боковых стволов и дополнительно пробуренных наклонно-направленных скважин. Принималось, что уровни добычи газа составят в 2019 году – 21,98 млрд м³/год, в 2020 году – 19,58 млрд м³/год, уровень годовой добычи газа в 2021 году не превысит 18,26 млрд м³/год.

Для расчёта технологических показателей разработки приняты запасы газа, полученные в процессе адаптации геолого-технологической модели в объёме 777,5 млрд м³. Коэффициент эксплуатации скважин принят равным 0,98.

Расчёт для всех вариантов разработки выполнен до 01.01.2030 г., обеспечивающий коэффициент газоотдачи в целом по залежи более 80 %. Критерием ограничения расчётов послужило падение устьевых давлений ниже 0,1 МПа.

Ниже приведено краткое описание вариантов разработки.

Вариант 0 не предусматривает реконструкцию системы ДКС. Расчёты на модели показали, что существующие агрегаты дожимного комплекса не обеспечат запланированного уровня отбора газа в период 2019-2021 гг. Так, в 2019 году годовая добыча газа составит 17,86 млрд м³ (на 18,93 % меньше запланированных уровней отборов), добыча газа в 2020 году составит 16,44 млрд м³ (меньше на 16,06 % от плана производства продукции), в 2021 году из залежи будет отобрано 15,15 млрд м³ (годовой отбор газа меньше на 17,33 % от запланированных уровней).

К концу расчётного периода из залежи будет отобрано 662,86 млрд м³ газа, что составит 85,25 % от начальных запасов газа, принятых для проектирования (в том числе по восточному куполу 472,65 млрд м³, что составляет 92,59 % от начальных запасов газа). Действующий фонд скважин сократится до 26 ед., пластовое давление в эксплуатационном поле снизится в среднем по куполам до 1,8 МПа, в целом по залежи – до 2,22 МПа. Среднее устьевое давление по эксплуатационным скважинам составит 1,2 МПа, средний дебит по скважинам будет равен 187 тыс. м³/сут., депрессия на пласт составит в среднем 0,19 МПа. Внедрение пластовой воды на 01.01.2030 г. в целом по залежи составит 4778 млн м³, в том числе 2039 млн м³ в эксплуатационной зоне.

Вариант 1. Согласно прогнозным технологическим показателям разработки к концу расчётного периода из залежи будет отобрано 666,50 млрд м³ газа, что составит 85,72 % от начальных запасов газа, принятых для проектирования (в том числе по восточному куполу 473,76 млрд м³, что составляет 92,8 % от начальных запасов газа). Действующий фонд скважин сократится до 19 ед., пластовое давление в эксплуатационном поле снизится в среднем по куполам до 1,76 МПа, в целом по залежи – до 1,97 МПа. Среднее устьевое давление по эксплуатационным скважинам составит 1,24 МПа, скважины будут работать со средним дебитом равным 193 тыс. м³/сут., депрессия на пласт составит в среднем 0,15 МПа. Внедрение пластовой воды на 01.01.2030 г. в целом по залежи составит 4875 млн м³, в том числе 2091 млн м³ в эксплуатационной зоне.

Вариант 2 предусматривает забуривание 15 боковых стволов в выбывающих из эксплуатационного фонда скважин, начиная с 2023 года, в том числе 5 ед. на восточном куполе (в скважинах №№ 1081, 1094, 1123, 1145 и 1074), 3 на западном куполе (в скважинах №№ 1371, 1381 и 1441) и 7 на северном куполе (в скважинах №№ 1201, 1211, 1231, 1261, 1282, 1321 и 1332). Накопленный отбор газа к концу расчётного периода составит 670,03 млрд м³ (86,18 % от начальных запасов), в том числе по восточному куполу – 473,68 млрд м³ (92,79 % от начальных запасов). Действующий фонд скважин на начало 2030 года снизится до 12 ед., скважины будут работать со средним дебитом 200 тыс. м³/сут. и депрессией на пласт 0,13 МПа. Пластовое давление в зоне размещения эксплуатационных скважин снизится в среднем до 1,3 МПа, устьевые давления будут равны в среднем 0,87 МПа. К концу рассматриваемого периода в залежь внедрится 4932 млн м³ пластовой воды.

В варианте 3 предусматривается бурение 19 боковых стволов в скважинах, выходящих из эксплуатационного фонда в период с 2023 по 2025 гг. Предлагается на восточном куполе забурить 8 боковых стволов (в скважинах №№ 1081, 1094, 1112, 1123, 1145, 1154, 1074 и 1163), на западном куполе 3 (в скважинах №№ 1371, № 1381, № 1441) и северном куполе – 8 (в скважинах №№ 1192, 1201, 1211, 1231, 1261, 1282, 1321 и 1332). Накопленная добыча газа на конец расчётного периода составит по восточному куполу 473,74 млрд м³ (92,8 % от начальных запасов газа), в целом по залежи – 670,08 млрд м³ (86,18 % от начальных запасов газа). Среднее пластовое давление в эксплуатационной зоне снизится до 1,3 МПа, устьевое давление – до 0,87 МПа. К концу расчётного периода в эксплуатационном фонде останется 11 ед. скважин, которые будут работать со средним дебитом 241 тыс. м³/сут. и депрессией на пласт 0,14 МПа. В целом по залежи внедрение пластовой воды составит 4938 млн м³.

Вариант 4 предусматривает дополнительное строительство 10 наклонно-направленных скважин (5 кустов по две скважине в кусте) в период с 2023 по 2025 гг., в т.ч. на восточном куполе 1 куст, западном – 3 куста, северном – 1 куст. К началу 2030 года накопленный отбор газа в целом по залежи составит 670,37 млрд м³ газа (86,22 % от начальных запасов газа, принятых для проектирования), в том числе по восточному куполу – 467,18 млрд м³ (91,51 % от начальных запасов газа по куполу). Пластовое давление в зоне размещения эксплуатационных скважин при разработке залежи по данному варианту снизится до 1,55 МПа, устьевое давление в среднем по скважинам упадёт до 1,03 МПа. В эксплуатации останется 13 ед. скважин, они будут работать со средним дебитом 327 тыс. м³/сут. и депрессией на пласт 0,19 МПа. Согласно выполненным расчётам к концу рассматриваемого периода в залежь внедрится 4881 млн м³ пластовой воды.

Сводные технологические показатели по вариантам разработки представлены в таблице 3.

Технологическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки

Эксплуатация сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения осложняется в настоящее время поступлением значительных объёмов пластовой воды в призабойные зоны скважин, что вызывает их обводнение и выбытие из действующего фонда. Данное обстоятельство не позволяет увеличивать отборы газа как в целом по залежи, так и по куполам месторождения. Наличие гидродинамической связи между куполами и разница в текущих пластовых давлениях, связанная с различными сроками ввода их в эксплуатацию, предопределяет наличие перетоков газа между куполами.

Система сбора газа на месторождении, предусматривающая бескомпрессорный транспорт газа с периферийных участков, не даёт возможности эффективно регулировать добычу газа отдельно по куполам, т.к. изменение режима работы одного участка влечёт за собой изменение работы всей залежи в целом.

По результатам сопоставления технологических расчётов (годовых отборов газа) по вариантам 0 и 1 можно сделать вывод, что разработка залежи по предыдущему проекту невозможна без корректировки уровней годовых отборов и реконструкции дожимного комплекса.

Анализ рассмотренных пяти вариантов разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

- максимальную накопленную добычу газа имеют варианты 2, 3 и 4 (порядка 670 млрд м³), в которых предусмотрена резка боковых стволов и дополнительное бурение наклонно-направленных скважин;
- максимальный коэффициент газоотдачи (более 86 %) на конец рассматриваемого периода также имеют варианты 2, 3 и 4;
- минимальное пластовое давление после 2029 года остаётся при разработке залежи по вариантам 2 и 3, это показывает, что залежь лучше дренируется.

Также необходимо отметить, что уровни годовой добычи газа в вариантах 2 и 3 выше, чем в варианте 4, о чём свидетельствует прирост накопленной добычи газа за счёт забурки боковых стволов, который оценивается порядка 5,06–5,24 млрд м³.

Таблица 3 – Сводные технологические показатели по вариантам разработки

| Параметры | Варианты разработки | | | | |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| <i>Накопленная добыча газа на конец расчетного периода, млрд.м³</i> | | | | | |
| в целом по залежи | 662,86 | 666,50 | 670,03 | 670,08 | 670,37 |
| Восточный купол | 472,65 | 473,76 | 473,68 | 473,74 | 474,57 |
| Западный купол | 130,60 | 130,84 | 130,24 | 130,23 | 132,78 |
| Северный купол | 57,66 | 59,80 | 64,02 | 64,01 | 60,22 |
| Центральный купол | 1,95 | 2,10 | 2,10 | 2,10 | 2,08 |
| <i>Коэффициент газоотдачи на конец расчетного периода, %</i> | | | | | |
| в целом по залежи | 85,25 | 85,72 | 86,18 | 86,18 | 86,22 |
| Восточный купол | 92,59 | 92,80 | 92,79 | 92,80 | 92,96 |
| Западный купол | 100,69 | 100,88 | 100,42 | 100,41 | 102,37 |
| Северный купол | 59,50 | 61,71 | 66,07 | 66,06 | 62,15 |
| Центральный купол | 4,83 | 5,20 | 5,19 | 5,19 | 5,14 |
| <i>Фонд скважин/ на конец расчетного периода, ед., в т.ч.</i> | | | | | |
| в целом по залежи | 26 | 19 | 12 | 11 | 13 |
| Восточный купол | 7 | 5 | 5 | 3 | 4 |
| Западный купол | 12 | 11 | 3 | 3 | 4 |
| Северный купол | 7 | 3 | 1 | 1 | 5 |
| Центральный купол | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>Средний дебит скважины на конец расчетного периода, тыс.м³/сут.</i> | | | | | |
| в целом по залежи | 187 | 193 | 220 | 241 | 327 |
| Восточный купол | 150 | 214 | 212 | 200 | 324 |
| Западный купол | 147 | 127 | 119 | 123 | 432 |
| Северный купол | 217 | 245 | 185 | 187 | 245 |
| Центральный купол | 151 | 98 | 137 | 137 | 137 |
| <i>Пластовое давление на конец расчетного периода (экс), МПа</i> | | | | | |
| Восточный купол | 0,68 | 1,05 | 1,04 | 0,98 | 0,76 |
| Западный купол | 1,40 | 1,38 | 1,20 | 1,20 | 1,13 |
| Северный купол | 3,32 | 2,85 | 1,79 | 1,79 | 2,76 |
| Центральный купол | 4,89 | 4,77 | 4,78 | 4,78 | 4,77 |
| <i>Пластовое давление на конец расчетного периода (всега), МПа</i> | | | | | |
| в целом по залежи | 2,22 | 1,97 | 1,77 | 1,78 | 1,98 |
| Восточный купол | 0,84 | 0,99 | 1,01 | 1,05 | 0,69 |
| Западный купол | 1,07 | 1,31 | 1,29 | 1,28 | 0,65 |
| Северный купол | 2,51 | 2,43 | 1,41 | 1,41 | 2,17 |
| Центральный купол | 4,64 | 4,73 | 4,73 | 4,73 | 4,61 |
| <i>Устьевое давление на конец расчетного периода, МПа</i> | | | | | |
| Восточный купол | 0,66 | 0,74 | 0,71 | 0,69 | 0,38 |
| Западный купол | 0,91 | 1,05 | 0,95 | 0,98 | 0,03 |
| Северный купол | 2,03 | 1,93 | 0,95 | 0,95 | 1,67 |
| Центральный купол | 3,98 | 4,30 | 4,13 | 4,13 | 4,01 |
| <i>Депрессия на пласт на конец расчетного периода, МПа</i> | | | | | |
| в целом по залежи | 0,19 | 0,15 | 0,13 | 0,14 | 0,19 |
| Восточный купол | 0,19 | 0,22 | 0,24 | 0,28 | 0,25 |
| Западный купол | 0,16 | 0,11 | 0,09 | 0,08 | 0,31 |
| Северный купол | 0,22 | 0,28 | 0,21 | 0,21 | 0,22 |
| Центральный купол | 0,27 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,22 |
| <i>Внедрение воды в эксплуатационную зону к концу расчетного периода, млн.м³</i> | | | | | |
| Восточный купол | 1542,09 | 1569,43 | 1573,79 | 1578,69 | 1571,20 |
| Западный купол | 257,20 | 268,44 | 272,95 | 272,93 | 259,57 |
| Северный купол | 194,07 | 206,54 | 230,54 | 230,64 | 208,12 |
| Центральный купол | 45,93 | 46,78 | 46,94 | 46,95 | 50,55 |
| <i>Внедрение воды всега к концу расчетного периода, млн.м³</i> | | | | | |
| в целом по залежи | 4777,66 | 4875,04 | 4931,58 | 4937,55 | 4880,61 |
| Восточный купол | 3524,01 | 3575,29 | 3579,31 | 3585,04 | 3582,75 |
| Западный купол | 601,99 | 622,54 | 629,89 | 629,88 | 611,67 |
| Северный купол | 510,55 | 534,98 | 580,34 | 580,57 | 539,30 |
| Центральный купол | 141,11 | 142,23 | 142,03 | 142,07 | 146,90 |

Изложенное выше позволяет рекомендовать для дальнейшей разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения варианты 2 или 3. С технико-

экономической точки зрения целесообразней разрабатывать месторождение по второму варианту, так как затраты на бурение боковых стволов по рекомендуемому варианту будут значительно меньше.

Таким образом, к практической реализации и с позиций технологии добычи газа рекомендуется вариант 2, предусматривающий зарезку 15 боковых стволов.

Основные положения по реализации рекомендуемого варианта разработки

Расчёты показателей разработки проводились на адаптированной геолого-технической модели сеноманской газовой залежи по состоянию на 01.07.2018 г. для 5 вариантов. Принятые для проектирования начальные геологические запасы газа составили в целом по залежи в объёме 777,5 млрд м³. Расчёт для всех вариантов разработки выполнен до 2029 года.

На основе анализа технологических и технико-экономических расчётов и предложенных принципиальных технических решений к практической реализации рекомендуется вариант 2.

Для разработки месторождения по варианту 2 необходимо предусмотреть бурение 15 боковых стволов: на восточном куполе 5 ед., на западном куполе 3 ед. и на северном куполе 7 ед. Ввод их в эксплуатацию предусмотрен в период с 2023 по 2025 гг. Согласно прогнозным расчётам в 2019 году в целом по залежи годовой отбор газа составит 21,98 млрд м³ и снизится к 2030 году до 0,94 млрд м³. Накопленный отбор газа к концу расчётного периода составит 670,03 млрд м³ (86,18 %). Действующий фонд скважин на конец 2029 года по всей залежи снизится до 12 ед., скважины будут работать с дебитом 189 тыс. м³/сут. и средней депрессией на пласт 0,21 МПа. Пластовое давление в целом по залежи снизится до 1,77 МПа, в зоне размещения скважин составит 1,29 МПа. Средние устьевые давления по всем скважинам 0,92 МПа, в залежь внедрится пластовой воды 4931 млн м³.

На *восточном куполе* к концу расчётного периода накопленный отбор газа составит 470,8 млрд м³, годовой отбор газа снизится до 0,38 млн м³. Фонд скважин составит 7 единиц, работать они будут со средним дебитом 190 тыс. м³/сут. с депрессией на пласт 0,24 МПа. Среднее пластовое давление в зоне размещения скважин по восточному куполу составит 1,04 МПа, в периферийной зоне снизится до 1,85 МПа.

Западный купол. К 2029 году из купола будет отобрано 124,73 млрд м³ газа. Годовой отбор снизится до 0,13 млрд м³. В эксплуатации останется 3 скважины, работать они будут с дебитом 122 тыс. м³/сут. при депрессии на пласт 0,09 МПа. Пластовое давление в зоне размещения скважин снизится до 1,20 МПа, а на периферии – до 2,28 МПа.

Накопленный отбор газа по *северному куполу* на конец расчётного периода составит 54,09 млрд м³. Годовой отбор в 2029 году составит 0,07 млрд м³ при эксплуатационном фонде скважин 1 ед. Скважина будет работать с дебитом 155 тыс. м³/сут. при депрессии на пласт 0,21 МПа. Пластовое давление в эксплуатационной зоне снизится до 1,79 МПа, а на периферии – до 2,73 МПа.

По *центральному куполу* накопленная добыча газа составит 2,1 млрд м³. Годовая добыча на последний год эксплуатации (2023 год) составит 0,02 млрд м³. Дебит скважины в 2023 году составит 137 тыс. м³/сут., депрессия на пласт 0,11 МПа. Пластовое давление в эксплуатационной зоне снизится до 4,73 МПа, а по периферии составит 4,62 МПа. Основной причиной выбытия скважин из эксплуатации является их обводнение пластовой водой.

Проведённый анализ работы дожимного комплекса при разработке залежи по рекомендуемому варианту показал, что дальнейшая эксплуатация Комсомольского газового промысла возможна по варианту, предусматривающему штатный режим работы ДКС на серийно выпускаемых СПЧ со степенью сжатия $\varepsilon = 2,2$ во втором цехе до конца 2023 года.

Для реализации намеченных мероприятий необходимо:

- расширение первой ступени сжатия в 2019 году на 3 полнокомплектных ГПА;
- замена запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) и переизоляция трубопроводов обвязки ГПА в первом цехе с переводом их в надземное положение во II квартале 2023 года.

Также необходимо отметить, что в период с 2024 до 2028 гг. штатный режим эксплуатации ДКС в 3 степени сжатия возможен после замены СПЧ на первой и второй ступенях сжатия на перспективные СПЧ 21-3,0 и СПЧ 41-3,0, а также на СПЧ 76-2,2 на третьей ступени сжатия газа.

На Комсомольском месторождении эксплуатируются скважины, имеющие разную конструкцию, с различными диаметрами обсадных колонн и НКТ (на восточном куполе преимущественно работают скважины с диаметром 168 мм, на западном и северном – с диаметром 114 мм). Необходимо отметить то обстоятельство, что текущие пластовые давления по куполам имеют различные значения. Для зарезки боковых стволов разработаны 3 типа компоновок скважин:

- вариант 1 – частично цементируемый хвостовик-фильтр диаметром 114 мм в эксплуатационной колонне 168 мм (с учётом пластовых давлений от 4 до 5 МПа на северном куполе);
- вариант 2 – цементируемый хвостовик диаметром 146 мм в эксплуатационной колонне 219 мм и фильтр в составе НКТ диаметром 102 мм (с учётом падающих пластовых давлений к 2022 году до 2-3 МПа на восточном куполе);
- вариант 3 – цементируемый хвостовик диаметром 114 мм в эксплуатационной колонне 168 мм и фильтр в составе НКТ диаметром 73 мм (с учётом пластовых давлений от 2 до 3 МПа на западном куполе).

Технологии бурения и крепления для всех вариантов идентичны друг другу.

Выбор и расположение скважин для бурения боковых стволов

Критерии выбора скважин для бурения боковых стволов:

- рассматривались скважины, выбывающие из эксплуатационного фонда в период с 2023 по 2025 гг.;
- наличие наибольших эффективных мощностей в зоне размещения эксплуатационной скважины;
- минимальный подъём ГВК;
- наличие наибольших остаточных запасов газа;
- оценивались продуктивные характеристики забойных зон скважин-кандидатов.

В результате проведённого анализа по данным критериям, было принято решение, что для бурения боковых стволов пригодны скважины:

- на восточном куполе – №№ 1081, 1094, 1123, 1145 и 1074;
- на западном куполе – №№ 1371, 1381 и 1441;
- на северном куполе – №№ 1201, 1211, 1231, 1261, 1282, 1321 и 1332.

Порядок ввода скважин с боковыми стволами приведён в таблице 4.

Таблица 4 – Порядок ввода скважин с боковыми стволами по годам

| | 2023 год | 2024 год | 2025 год |
|-----------------|------------------|------------------|---------------------------|
| Восточный купол | 1081, 1094 | 1123, 1145 | 1074 |
| Западный купол | 1371, 1381, 1441 | – | – |
| Северный купол | – | 1201, 1211, 1231 | 1261, 1282, 1321, 1332 |

Литература:

1. Дополнение к «Проекту разработки сеноманской залежи Комсомольского месторождения (западный и северный куполы)»: отчёт о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель А.Н. Лапердин. – Тюмень, 1995. – 110 с.
2. Комплексный проект разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения: отчёт о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель А.Н. Лапердин. – Тюмень, 1996. – 295 с.
3. Дещеня Н.П. Оценка изменения подсчётных параметров подсчёта запасов газа сеноманской залежи 1987 года Комсомольского месторождения по новым данным эксплуатационного бурения и обобщения геолого-геофизического материала. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 1999.

4. Дещеня Н.П. Дополнение к пересчёту запасов 1999 года по Комсомольскому месторождению сеноманской залежи газа пласта ПК₁. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2000.
5. Коррективы технологических показателей разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского нефтегазоконденсатного месторождения : отчёт о НИР / ООО «ТюменьНИИГипрогаз»; руководитель А.Н. Лапердин. – Тюмень, 2003. – 100 с.
6. Корректировка основных проектных решений по разработке центрального купола Комсомольского месторождения : отчёт о НИР / ООО «ТюменьНИИГипрогаз»; Руководитель А.С. Гацзолаев. – Тюмень, 2007. – 123 с.
7. Дообустройство Комсомольского газового месторождения : отчёт об инженерно-экологических изысканиях. – Тюмень : ООО «ТюменьНИИГипрогаз», 2005.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
10. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1-4.
13. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
14. 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.
15. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
16. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
17. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
18. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
19. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
20. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
21. Березовский Д.А., Савенок О.В. Расчёт предельного безводного дебита скважины на примере Комсомольского газового месторождения // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 176–179.
22. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ технологического режима эксплуатации скважин на примере Комсомольского месторождения // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXXI Международной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (17 января 2018 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2018. – Ч. 1. – С. 5–13.
23. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Повышение эффективности разработки газоконденсатных месторождений за счёт применения инноваций // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 55–63.
24. Егорова Ю.Л. Применение индикаторных методов для изучения фильтрационных свойств коллекторов и уточнения геологического строения пластов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 76–78.
25. Кокарев М.О., Мирский А.В. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 109–113.

References:

1. Addendum to the Development Project for the Cenomanian Deposit of the Komsomolskoye Field (Western and Northern Domes) Research report / TyumenNIIgiprogaz; Head A.N. Laperdin. – Tyumen, 1995. – 110 p.
2. Complex project for the development of the Cenomanian gas deposit at the Komsomolskoye field : research report / TyumenNIIgiprogaz; Head A.N. Laperdin. – Tyumen, 1996. – 295 p.
3. Deschenya N.P. Estimation of changes in estimated parameters of gas reserves calculation for the Senomanskaya deposit of 1987 at the Komsomolskoye field based on new data of production drilling and generalization of geological and geophysical material. – Tyumen : OAO SibNATs, 1999.
4. Deschenya N.P. Addendum to the recalculation of 1999 reserves for the Komsomolskoye deposit-birth of the Cenomanian gas reservoir PK₁. – Tyumen : OAO SibNATs, 2000.
5. Adjustments to the technological indicators of the Cenomanian gas deposit development at the Komsomolskoye oil and gas condensate field : research report / TyumenNIIgi-progaz LLC; supervisor A.N. Laperdin. – Tyumen, 2003. – 100 p.
6. Adjustment of the main design solutions for the development of the central dome of the Komsomolskoye field : research report / TyumenNIIgiprogaz; Head A.S. Gatsolaev. – Tyumen, 2007. – 123 p.
7. Upgrade of the Komsomolskoye gas field : engineering and environmental survey report. – Tyumen : TyumenNIIgiprogaz, 2005.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of the oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 539 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at the construction of the oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 522 p.
10. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – T. 1–4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – T. 1–4.
13. 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.
14. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Development of the naphtha and gasvich sverdlovin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
15. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
16. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and well work : educational event. – Novochechensk : Lik, 2017. – 326 p.
17. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.
18. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic researches : textbook. – Krasnodar : Published by FSBEI «KubGTU», 2017. – 203 p.
19. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
20. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.
21. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Calculation of the maximum waterless well flow rate on the example of the Komsomolskoye gas field // Proceedings of the X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore deposits» (24–26 October 2017, Perm). Section 3: Oil and Gas Field Development. – Perm : Publishing house of the Perm National Research Polytechnic University, 2017. – P. 176–179.
22. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of the technological mode of well operation on the example of the Komsomolskoye field // Collection of articles of the scientific information center «Knowledge» based on the materials of the XXXI International scientific-practical conference «Science development in the XXI century». (17 January 2018, Kharkiv). – Kharkiv : Knowledge Research and Information Centre, 2018. – Part 1. – P. 5–13.
23. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Increasing the efficiency of gas condensate field development through the use of innovations // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 55–63.

24. Egorova Yu.L. Application of indicator methods for the study of filtration properties of reservoirs and refinement of the geological structure of reservoirs // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 76–78.

25. Kokarev M.O., Mirskiy A.V. Development of technology for enhanced oil recovery at the late stage of field development // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 109–113.

УДК 622.242.4

РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS

Котельников Александр Сергеевич

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
9183315000@mail.ru

Kotel'nikov Alexander Sergeevich
masters' student.
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
9183315000@mail.ru

Аннотация. В статье показана разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений. Описаны морские буровые установки, самоподъёмная буровая платформа, полупогружные буровые платформы и буровые платформы гравитационного типа. Приведено оборудование и инструменты для бурения морских скважин. Рассмотрены процессы консервации морских скважин и ликвидация морских скважин, а также работы, выполняемые при ликвидации морских скважин, порядок оборудования устья морской скважины, опыт ликвидации морских скважин и техника безопасности при ликвидации аварий в бурении.

Annotation. The article shows the exploration and development of offshore oil and gas fields. We describe offshore drilling rigs, self-lifting drilling platform, semi-submersible drilling platforms and gravity-type drilling platforms. The equipment and tools for drilling of offshore wells are given. The processes of the conservation of offshore wells and the elimination of offshore wells, as well as the work carried out during the liquidation of offshore wells, the procedure for equipping the wellhead, the experience in the abandonment of offshore wells and safety measures during the liquidation of accidents in drilling are considered.

Ключевые слова: морские буровые установки; самоподъёмная буровая платформа; полупогружные буровые платформы; буровые платформы гравитационного типа; оборудование и инструменты для бурения морских скважин; консервация морских скважин; порядок оборудования устья морской скважины.

Keywords: offshore drilling rigs; self-lifting drilling platform; semi-submersible drilling platforms; gravity drilling platforms; equipment and tools for drilling of offshore wells; conservation of offshore wells; procedure for offshore well equipment.

Введение

Бурение – это процесс разрушения горных пород с помощью специальной техники. В настоящее время на долю нефти, добытой из морских месторождений, приходится около 30 % всей мировой продукции, а газа – ещё больше. Как люди добиваются до этого богатства?

Самое простое решение – на мелководье забивают сваи, на них устанавливают платформу, а на ней уже размещают буровую вышку и необходимое оборудование.

Другой способ – «продлить» берег, засыпав мелководье грунтом. Так, в 1926 году была засыпана Биби-Эйбатская бухта в районе Баку и на её месте создан нефтяной промысел.

После того как в Северном море были обнаружены большие залежи нефти и газа более полувека назад, родился смелый проект его осушения. Дело в том, что средняя глубина большей части Северного моря едва превышает 70 м, а отдельные участки дна покрыты всего лишь сорокаметровым слоем воды. Поэтому авторы проекта считали целесообразным с помощью двух дамб – через пролив Ла-Манш в районе Дувра, а также между Данией и Шотландией (длина более 700 км) – отсечь огромный участок Северного моря и откачать оттуда воду. К счастью, этот проект остался только на бумаге.

В 1949 году в Каспийском море в 40 км от берега была пробурена первая в СССР нефтяная скважина в открытом море. При бурении нефтяных и газовых скважин в глубоководных районах морей и океанов использовать стационарные платформы технически сложно и экономически невыгодно. Для этого случая созданы плавучие буровые установки, способные самостоятельно или с помощью буксиров менять районы бурения.

Различают самоподъёмные буровые платформы, полупогружные буровые платформы и буровые платформы гравитационного типа.

Морские буровые установки

В отличие от бурения на суше функциональная схема бурения морской скважины осложняется наличием толщи воды между устьем скважины и буровой установкой.

Выделяют следующие способы бурения скважин на акваториях:

- с морских стационарных платформ;
- гравитационных морских стационарных платформ;
- самоподъёмных буровых установок;
- полупогружных буровых установок;
- буровых судов.

Морская стационарная платформа – это буровое основание, опирающееся на дно акватории и возвышающееся над уровнем моря. Так как по окончании эксплуатации скважины МСП остаётся на месте сооружения, то схемой бурения морской скважины в отличие от схемы строительства наземной скважины предусмотрено наличие водоотделяющей колонны, изолирующей скважину от толщи воды и соединяющей подводное устье с буровой площадкой морской стационарной платформы. Устьевое оборудование (превенторы, головки обсадных колонн, устройство для отвода промывочной жидкости из скважины в системы очистки) монтируется также на МСП.

Для буксировки платформы к месту строительства скважины требуется четыре или пять буксиров. Обычно в буксировке МСП участвуют и другие вспомогательные суда (портовые тягачи, суда сопровождения и т.п.). В хорошую погоду средняя скорость буксировки составляет 1,5–2,0 уз/ч.

Гравитационная морская стационарная платформа – буровое основание, изготовленное из железобетона и стали. Она строится в глубоководных заливах и затем с помощью буксиров доставляется на точку бурения эксплуатационных и разведочных скважин. ГМСП предназначена не только для бурения скважин, но и для добычи и хранения нефти до отправки её танкерами к месту переработки. Платформа обладает большим весом, поэтому для удержания её на точке бурения не требуется дополнительных устройств.

После разработки месторождения производится консервация всех скважин, отсоединение установки от устьев скважин, отрыв её от морского дна и транспортировка на новую точку в пределах данной площади или в другой регион бурения и добычи нефти и газа. В этом заключается преимущество ГМСП перед МСП, которая после разработки месторождения остаётся в море навсегда.

Самоподъёмная плавучая буровая установка обладает достаточным запасом плавучести, что имеет большое значение для её транспортировки на точку бурения вместе с буровым оборудованием, инструментом и необходимым запасом расходных материалов. На месте бурения с помощью специальных подъёмных механизмов и опор устанавливают СПБУ на морское дно. Корпус установки поднимают над уровнем моря на недостижимую для морских волн высоту.

По способу монтажа превенторных устройств и способу соединения буровой площадки с подводным устьем скважины СПБУ аналогична МСП. Для обеспечения надёжности эксплуатации скважины обсадные колонны подвешивают под столом ротора. По завершении бурения и после освоения разведочной скважины устанавливают ликвидационные мосты и все обсадные колонны обрезают ниже уровня дна моря.

Полупогружная плавучая буровая установка состоит из корпуса, который включает в себя собственно буровую площадку с оборудованием и понтоны, соединённые с площадкой стабилизирующими колоннами. В рабочем положении на точке бурения понтоны заполняются расчётным количеством морской воды и погружаются на расчётную глубину под воду; при этом действие волн на платформу уменьшается. Так как ППБУ подвержена качке, то жёсткое соединение её с подводным устьем скважины с помощью водоотделяющей колонны (райзера) невозможно. Поэтому для предотвращения разрушения связи устье – ППБУ в составе водоотделяющей колонны преду-

смотрены телескопическое соединение с герметизирующим узлом и герметичные шарнирные соединения ВОК. С плавсредством и подводным устьевым противовыбросовым оборудованием Герметичность подвижных элементов водоотделяющей колонны должна обеспечивать изоляцию скважины от морской воды и безопасность работ при допустимых условиях эксплуатации.

При строительстве глубоких морских нефтяных и газовых скважин используется буровое судно, на котором смонтировано всё буровое и вспомогательное оборудование, и находится необходимый запас расходного материала. На точку бурения БС идёт своим ходом, его скорость достигает 13 уз/ч (24 км/ч). Над точкой бурения судно удерживается с помощью динамической системы позиционирования, которая включает в себя пять подруливающих винтов и два ходовых винта, постоянно находящихся в работе.

Противовыбросовое подводное оборудование устанавливается на морское дно после постановки БС на точку бурения, оно связано с устьем скважины с помощью водоотделяющей колонны с дивертором, двух шарнирных соединений и телескопического соединения для компенсации вертикальных и горизонтальных перемещений бурового судна в процессе строительства скважины.

Основным фактором, влияющим на выбор типа плавучих буровых средств, является глубина моря на месте бурения. До 1970 года самоподъёмные буровые установки использовались для бурения скважин при глубинах 15–75 м, в настоящее время – до 120 м и более. Плавучие установки полупогружного типа с якорной системой удержания над устьем бурящейся скважины применяются для производства геологоразведочных работ при глубинах акваторий до 200–300 м и более.

Буровые суда, благодаря более высокой маневренности и скорости перемещения, большей автономности по сравнению с ППБУ, используются при бурении поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах акваторий до 1500 м и более. Имеющиеся на судах большие запасы расходных материалов, рассчитанные на 100 дней работы установки, обеспечивают успешное бурение скважин, а большая скорость передвижения судна – быструю их перебазировку с пробуренной скважины на новую точку. В отличие от ППБУ для БС имеются большие ограничения в работе в зависимости от волнения моря. Так, при бурении вертикальная качка буровых судов допускается до 3,6 м, а для ППБУ – до 5 м. Так как ППБУ обладает большей остойчивостью (за счёт погружения нижних понтонов на расчётную глубину) по сравнению с буровыми судами, то вертикальная качка ППБУ составляет 20–30 % от высоты волны. Таким образом, бурение скважин с ППБУ осуществляют при значительно большем волнении моря, чем при бурении с БС. К недостаткам полупогружной плавучей буровой установки можно отнести малую скорость передвижения с пробуренной скважины на новую точку.

В мировой практике бурения большое значение уделяется вопросам классификации ПБС. По способу установки над скважиной в процессе бурения их подразделяют:

- на опирающиеся при бурении на морское дно (плавучие буровые установки самоподъёмного и погружного типов);
- производящие бурение в плавучем состоянии (полупогружные буровые установки и буровые суда).

Самоподъёмные плавучие буровые установки имеют большой корпус, запас плавучести которого обеспечивает буксировку установки к месту работы вместе с технологическим оборудованием, инструментом и необходимым запасом расходных материалов. При буксировке СПБУ опоры подняты, а на точке бурения они опускаются на дно и залавливаются в грунт. По этим опорам корпус установки поднимается на расчётную высоту над уровнем моря.

Самоподъёмная буровая платформа

Самоподъёмная буровая платформа (рис. 1) представляет собой плавучий понтон 1 с вырезом, над которым расположена буровая вышка. Понтон имеет трёх-, четырёх- или многоугольную форму. На ней размещаются буровое и вспомогательное оборудование, многоэтажная рубка с каютами для экипажа и рабочих, электростанция и склады. По углам платформы установлены многометровые колонны-опоры 2.

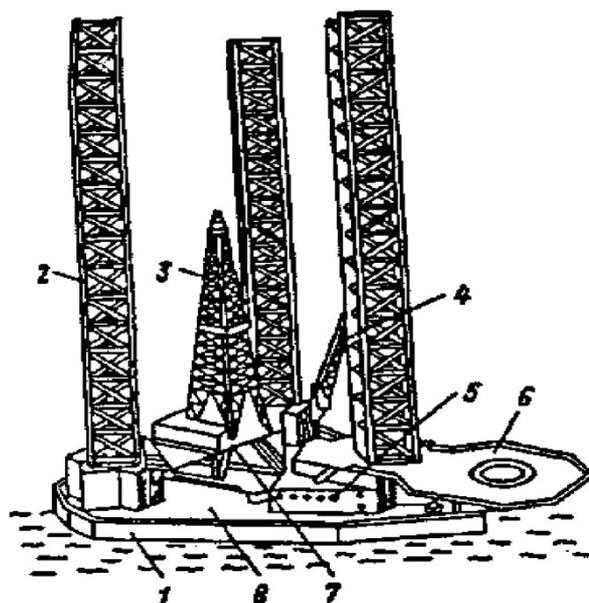


Рисунок 1 – Самоподъёмная буровая платформа в транспортном положении:
1 – плавучий понтон; 2 – подъёмная опора; 3 – буровая вышка; 4 – поворотный (грузовой) кран;
5 – жилой отсек; 6 – вертолётная площадка; 7 – подвышенный портал; 8 – главная палуба

В точке бурения с помощью гидравлических домкратов колонны опускаются, достигают дна, опираются на грунт и заглубляются в него, а платформа поднимается над поверхностью воды. После окончания бурения в одном месте платформу переводят в другое.

Надёжность установки самоподъёмных буровых платформ зависит от прочности грунта, образующего дно в месте бурения.

Полупогружные буровые платформы

Полупогружные буровые платформы (рис. 2) применяют при глубинах 300–600 м, где неприменимы самоподъёмные платформы. Они не опираются на морское дно, а плавают над местом бурения на огромных понтонах. От перемещений такие платформы удерживаются якорями массой 15 тонн и более. Стальные канаты связывают их с автоматическими лебёдками, ограничивающими горизонтальные смещения относительно точки бурения.

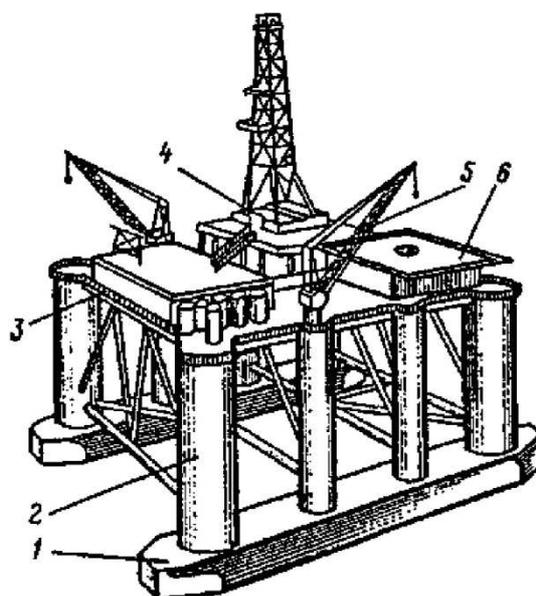


Рисунок 2 – Полупогружная буровая платформа:
1 – погружной понтон; 2 – стабилизационная колонна; 3 – верхний корпус;
4 – буровая установка; 5 – грузовой кран; 6 – вертолётная площадка

Недостатком полупогружных платформ является возможность их перемещения относительно точки бурения под воздействием волн.

Первые полупогружные платформы были несамоходными, и их доставляли в район работ с помощью буксиров. Впоследствии платформы были оборудованы гребными винтами с приводом от электромоторов суммарной мощностью 4,5 тысяч кВт.

Буровые платформы гравитационного типа

Более устойчивыми являются буровые платформы гравитационного типа. Они снабжены мощным бетонным основанием, опирающемся на морское дно. В этом основании размещаются не только направляющие колонны для бурения, но также ячейки-резервуары для хранения добытой нефти и дизельного топлива, используемого в качестве энергоносителя, многочисленные трубопроводы. Элементы основания доставляются к месту монтажа в виде крупных блоков.

Морское дно в месте установки гравитационных платформ должно быть тщательно подготовлено. Даже небольшой уклон дна грозит превратить буровую в Пизанскую башню, а наличие выступов на дне может вызвать раскол основания. Поэтому перед постановкой буровой «на точку» все выступающие камни убирают, а трещины и впадины на дне заделывают бетоном.

Все типы буровых платформ должны выдерживать напор волн высотой до 30 м, хотя такие волны и встречаются раз в 100 лет.

Оборудование и инструменты для бурения морских скважин

При бурении вращательным способом, как и сверлении отверстия в любом материале, необходимо, чтобы разрушающему инструменту (долоту, коронке, сверлу и т.п.) передавалось, во-первых, вращательное движение, во-вторых, нагрузка, обеспечивающая достаточный нажим на разрушаемый материал, а также созданы условия для удаления разрушенных частиц вещества (породы). Исходя из этого применяют оборудование для бурения скважин, состоящее из ротора, вертлюга с буровым шлангом, буровых насосов и силового привода. В случае если долота приводятся во вращение не с поверхности земли, а непосредственно на забое кроме перечисленного оборудования используют гидравлические забойные двигатели или электробурь.

Роторы применяют для передачи вращения колонне бурильных труб в процессе бурения, поддержания её на весу при спускоподъёмных операциях и вспомогательных работах.

Ротор – это редуктор, передающий вращение вертикально подвешенной колонне от горизонтального вала трансмиссии.

Станина ротора воспринимает и передает на основание все нагрузки возникающие в процессе бурения и при спускоподъёмных операциях. Внутренняя полость станины представляет собой масляную ванну. На внешнем конце вала ротора, на шпонке, может цепное колесо или полумуфта карданного вала. Стол ротора подшипниках качения. При отвинчивании долота или для предупреждения вращения бурильной колонны от действия неактивного момента ротор застопоривают защелкой или стопорным механизмом. При передаче вращения ротору от двигателя через лебедку скорость вращения ротора изменяют при помощи передаточных механизмов лебедки или же путём смены цепных колёс. Чтобы не связывать работу лебедки с работой ротора, в ряде случаев при роторном бурении применяют индивидуальный, т.е. не связанный с лебедкой, привод к ротору.

Вертлюг применяют для соединения талевой системы с бурильной колонной. Он обеспечивает, во-первых, вращение бурильной колонны, подвешенной на крюке, и, во-вторых, подачу через нее промывочной жидкости. Все вертлюги имеют принципиально общую конструкцию. Вертлюг состоит из двух узлов – системы вращающихся и невращающихся деталей. Невращающуюся часть вертлюга подвешивают к подъёмному крюку, а к вращающейся части вертлюга подвешивают бурильную колонну. Для соединения с бурильным инструментом на нижний конец ствола вертлюга навинчивается переводник с левой резьбой. подача промывочной жидкости от неподвижной нагнета-

тельной линии к вертлюгу и далее к вращающимся бурильным трубам осуществляется при помощи гибкого резинового шланга (рукава).

Буровой шланг состоит из внутреннего резинового слоя, нескольких слоёв прокладок из прорезиненной ткани с соответственным числом промежуточных слоев резины, металлических плетенок и наружного слоя резины.

Консервация морских скважин

Скважины, находящиеся в стадии строительства (бурения или испытания), могут быть временно законсервированы по ряду причин. Например, дальнейшее проведение буровых работ с ПБУ невозможно из-за наличия подвижных ледовых полей, вследствие замерзания акваторий, при волнении моря, превышающем допустимые значения. Консервация скважин может быть обусловлена экономической целесообразностью перевода ПБУ с одного района работ на другие площади шельфа, где возможно выполнение определенного объема работ по бурению с последующей консервацией ствола скважины.

Все работы, связанные с консервацией ствола скважины, должны выполняться с учётом требований, изложенных ниже. Это позволит сократить время и материально-технические средства и, соответственно, повысить технико-экономические показатели буровых работ. Временная консервация скважин, находящихся в стадии строительства

Поисковые, параметрические и разведочные скважины, находящиеся в стадии строительства, могут быть временно законсервированы из-за невозможности дальнейшего проведения буровых работ с ПБУ по гидрометеорологическим условиям, несоответствия фактического геологического разреза проектному, ввиду закрытия района буровых работ гидрографической службой флота, геологической необходимости увеличения проектной глубины скважины или невозможности дальнейшего её углубления при установленном оборудовании, если углубление связано с необходимостью изменения первоначально утвержденного технического проекта, а также ввиду экономической целесообразности. Временной консервации подлежат скважины, продолжение строительства которых невозможно более пяти суток.

Срок временной консервации определяется производственным объединением исходя из технологической необходимости и технического состояния скважины, а также окончанием действия причин, вызвавших консервацию. Консервация скважин на срок свыше трех месяцев производится при наличии положительного заключения органов Госгортехнадзора.

На каждую временно консервируемую скважину составляется акт и разрабатывается план работ по консервации. Они согласовываются с соответствующими органами и утверждаются генеральным директором производственного объединения. Аналогично составляются акт и план работ по расконсервации скважины.

Для скважин, в открытой части ствола которых вскрыты пласты, содержащие во флюиде агрессивные компоненты, сроки и порядок временной консервации в каждом конкретном случае устанавливаются геологической службой объединения по согласованию с органами Госгортехнадзора. При составлении плана работ необходимо предусмотреть дополнительные меры по коррозионной защите обсадной колонны и оборудования устья скважины от коррозии, а также по обеспечению сохранности цементных мостов.

При консервации не опрессованных на герметичность давлением в соответствии с требованиями ГТН скважин со спущенными обсадными колоннами (кондуктор, техническая или эксплуатационная колонна), башмаки которых не вскрыты, цементный мост на устье скважины не устанавливается; в этом случае оно оборудуется каптажной головкой. При консервации скважин после изоляции испытанного объекта на устье дополнительно устанавливается цементный мост мощностью не менее 50 м. Информация о состоянии подводного устья на каждой временно консервируемой скважине представляется в соответствующую гидрографическую службу. В период всего срока временной консервации скважины осуществляются работы, предусмотренные планом на консервацию.

Порядок оборудования стволов и устьев консервируемых скважин

После испытания последнего объекта следует заполнить ствол скважины буровым раствором, обработанным ПАВ, для создания гидростатического давления на пласт на 10–15 % больше пластового. Затем необходимо установить цементный мост мощностью (высотой) 25 м на 20–30 м выше кровли перфорации объекта и по окончании периода ОЗЦ (через 24 часа) испытать его на герметичность в соответствии с требованиями существующих нормативных документов. После этого следует промыть скважину и довести параметры бурового раствора до заданных в соответствии с требованиями ГТН; затем установить цементный мост на устье скважины мощностью не менее 50 м и по окончании периода ОЗЦ (через 24 часа) испытать его разгрузкой инструмента 5–6 тонн и поднять защитную втулку колонной головки.

Отсоединить и поднять блок ППВО, поднять рабочий и установить консервационный акустический датчик в районе устья скважины, предварительно проверив его работоспособность. По окончании этих работ необходимо обследовать состояние устья и дна моря вокруг консервируемой скважины с целью обнаружения навигационных опасностей и составить акт водолазного осмотра устья скважины, после чего снять буровую установку с точки бурения. При временной консервации скважины, в открытом стволе которой отсутствуют газонефтеводонасыщенные объекты, необходимо:

- заполнить интервал открытого ствола скважины КСЖ, параметры которой соответствуют данным лаборатории буровых и тампонажных растворов;
- установить в башмаке последней обсадной колонны цементный мост мощностью не менее 25 м и по окончании периода ОЗЦ (через 24 часа) испытать его на герметичность;
- привести параметры бурового раствора (в обсадной колонне) в соответствие с требованиями ГТН.

При временной консервации скважины, в открытом стволе которой имеются нефтегазоводонасыщенные объекты, необходимо:

- заполнить интервал открытого ствола скважины от забоя до кровли нефтегазонасыщенного объекта КСЖ, параметры которой соответствуют данным лаборатории буровых и тампонажных растворов;
- установить цементный мост не менее чем на 30 м выше кровли нефтегазоводонасыщенного объекта.

При наличии в скважине двух и более вскрытых нефтегазоводонасыщенных объектов их следует изолировать. Интервалы между цементными мостами в открытой части ствола заполнить КСЖ. По окончании периода ОЗЦ (через 24 часа) произвести испытания цементных мостов на герметичность, параметры бурового раствора в обсадной колонне привести в соответствие с требованиями ГТН, предусмотренными для последнего интервала пробуренного ствола скважины.

В случае временной консервации скважины с оставлением на устье блока ППВО после установки цементного моста в башмаке последней обсадной колонны и приведения параметров бурового раствора в соответствие с требованиями ГТН следует поднять бурильную компоновку, загерметизировать устье глухими плашками превентора и поднять райзер. Кроме того, необходимо поднять рабочий и установить консервационный акустический датчик в районе устья скважины, предварительно проверив его работоспособность.

По окончании работ по консервации скважины геологической службой производственного объединения составляется «Справка о консервации скважины» с указанием устройств, позволяющих определить местонахождение подводного устья скважины.

Порядок проведения работ при расконсервации скважин, находящихся в стадии строительства.

Расконсервация скважин производится по плану, согласованному и утвержденному организациями, ранее согласовавшими и утвердившими план консервации, и только при наличии соответствующего разрешения от представителя военизированной отряда по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.

Для проведения расконсервации необходимо доставить ПБУ в район работ и поставить её на точку бурения. Затем следует подготовить блок ППВО к работе в соответствии с инструкцией по её монтажу и эксплуатации, а также произвести осмотр устья скважины из колокола и при необходимости очистку колонной головки с помощью водолазов. Кроме того, нужно выполнить комплекс других подводно-технических работ на устье скважины в соответствии с планом работ, сняв при необходимости с устья каптажную головку. Затем необходимо осуществить спуск блока ППВО с райзером и состыковать его с устьем скважины, после чего произвести функциональную проверку всех систем ППВО, а также проверить герметичность стыковки опрессовкой на давление, соответствующее давлению опрессовки последней спущенной в скважину обсадной колонны, согласно требованиям ГТН.

Далее следует разбурить цементный мост на устье скважины (если он имеется) и измерить температуру в обсадной колонне. Перед разбуриванием цементного моста в башмаке колонны необходимо привести параметры бурового раствора в соответствие с требованиями ГТН по фактической глубине забоя скважины. После разбуривания цементных мостов произвести спуск бурильного инструмента с последующим вымывом КСЖ, не допуская смешивания её с активным объёмом бурового раствора; при этом следует постоянно осуществлять контроль за соответствием параметров бурового раствора требованиям ГТН.

При достижении забоя скважины продолжить дальнейшее углубление её ствола. В случае временной консервации скважины после соединения её устья с блоком ППВО проверить наличие давления в скважине, измерить температуру в обсадной колонне, собрать компоновку бурильной колонны и спустить её с промежуточными промывками до цементного моста в башмаке обсадной колонны.

Ликвидация морских скважин

На каждую скважину, пробуренную на шельфе арктических морей с плавучих буровых установок, составляется типовая проект по её ликвидации. Этот проект служит основанием для разработки индивидуальных планов проведения изоляционно-ликвидационных работ с учётом требований охраны недр и окружающей среда и составления сметной документации, связанной с проведением дополнительных работ.

Индивидуальный план проведения изоляционно-ликвидационных работ по каждой скважине, подлежащей ликвидации, составляется и утверждается производственным объединением, согласовывается с гидрографической службой флота, рыбнадзором и бассейновой инспекцией Минводхоза.

При ликвидации скважин, расположенных на месторождениях, содержащих токсичные и агрессивные компоненты (сероводород и др.) или вскрывших напорные пласты, план проведения изоляционно-ликвидационных работ согласовывается также с военизированным отрядом по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. Установка цементных мостов в ликвидируемых скважинах и их испытание должны производиться в присутствии представителя АВО.

При ликвидации скважин, вскрывших сероводородсодержащие объекты, работы выполняются по специальным планам, согласованным с органами Госгортехнадзора. В таких планах предусматриваются меры по предотвращению агрессивного воздействия сероводорода на колонны и цементные мосты. Осложнения и аварии, возникающие в процессе выполнения изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, ликвидируются по специальным планам.

В случаях появления выходов нефти, газа или пластовых вод в районе устья ликвидированных скважин, обнаруженных в процессе периодического обследования, производственное объединение принимает срочные меры по выявлению источника загрязнения и его ликвидации.

Ответственность за качественное выполнение изоляционно-ликвидационных работ возлагается на руководство ПБУ, за сохранность и периодичность обследования устьев и стволов ликвидированных скважин – на руководство производственного объединения.

Работы, выполняемые при ликвидации морских скважин

Ликвидируемые скважины должны быть заполнены буровым раствором с удельным весом, позволяющим создать на забое давление, которое на 15 % выше пластового (при отсутствии поглощения).

При ликвидации скважины без спущенной эксплуатационной колонны в интервалах залегания слабых газонефтеводонасыщенных объектов должны быть установлены цементные мосты. Высота каждого моста должна быть равна мощности (высоте) пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Цементный мост должен устанавливаться над кровлей верхнего объекта высотой не менее 50 м.

При ликвидации скважины без спущенной эксплуатационной колонны, в разрезе которой отсутствуют газонефтеводонасыщенные и водонапорные объекты, в башмаке последней обсадной колонны должен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 м.

Если в разрезе скважины имеются газонефтеводонасыщенные объекты, частично или полностью перекрытые бурильным инструментом в результате аварии, то при установке цементного моста необходимо соблюдать следующие требования:

- при нахождении верхнего аварийного конца бурильного инструмента ниже газонефтеводонасыщенных объектов, опробование которых нецелесообразно, цементные мосты устанавливаются в соответствии с планом работ;
- при нахождении верхнего аварийного конца бурильного инструмента выше газонефтеводонасыщенных объектов и невозможности извлечения бурильных труб цементные мосты должны устанавливаться над аварийным концом бурильных труб высотой не менее 100 м и в башмаках последней обсадной колонны, связанной с устьем скважины, – не менее 50 м;
- при нахождении верхнего аварийного конца бурильных труб в последней обсадной колонне по возможности произвести отворот (отрыв) бурильного инструмента не менее чем на 50 м ниже башмака обсадной колонны и установить цементный мост высотой не менее 100 м (с входом в башмак обсадной колонны на высоту не менее 50 м).

При ликвидации скважины из-за деформации эксплуатационной колонны цементный мост должен устанавливаться в зоне деформации и выше её не менее чем на 50 м или над зоной деформации высотой не менее 100 м.

При ликвидации скважины со спущенной эксплуатационной колонной, выполнившей своё назначение, в ней должен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 м непосредственно над зоной фильтра последнего объекта с закачкой цементного раствора под давлением в эту зону (при приемистости пласта).

При ликвидации скважин, имеющих в конструкции промежуточные или эксплуатационные колонны, спущенные отдельными секциями, должны быть установлены цементные мосты в интервалах стыковки секций на 20–30 м ниже и выше мест стыковки.

При ликвидации скважин, в конструкции которых имеются спущенные хвостовики, за которыми цементный раствор полностью не поднят или не перекрыты башмаки предыдущих колонн, должны быть установлены цементные мосты на 20–30 м ниже и выше головы хвостовика.

Во всех ликвидируемых скважинах ив последней обсадной колонне, связанной с устьем скважины, должен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 м с расположением кровли цементного моста на 3–5 м ниже уровня дна моря.

Допускается извлечение промежуточных и эксплуатационных обсадных колонн из ликвидируемых скважин; при этом над головкой оставшейся части каждой извлекаемой обсадной колонны должен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 м.

Порядок оборудования устья морской скважины

При ликвидации скважин, пробуренных с ПБУ, необходимо обрезать все обсадные колонны ниже дна моря и заполнить устье скважины цементным раствором до уровня дна моря; при этом подвесные колонные головки и буровая плита поднимаются на борт ПБУ.

После снятия ПБУ с точки бурения следует обследовать дно с целью выявления навигационных подводных опасностей. Один экземпляр акта обследования должен быть передан в соответствующую гидрографическую службу.

После завершения работ по ликвидации скважины геологическая служба ПБУ должна составить «Справку о производстве ликвидационных работ на скважине», в которой необходимо указать:

- фактическое положение цементных мостов и результаты их испытаний;
- параметры жидкости, которой заполнен ствол скважины;
- расположение устья скважины и его оборудование;
- фактическую высоту части обсадной колонны, оставленной над уровнем дна моря;
- объём и состав незамерзающей жидкости в приустьевой части ствола скважины (в случае необходимости).

К справке прилагается один экземпляр акта обследования дна моря с целью обнаружения навигационных подводных опасностей.

Опыт ликвидации морских скважин

Работы включали в себя несколько этапов, при этом на многих возникали определенные проблемы.

Так, предварительный этап состоял из анализа геолого-технической информации, осмотра приустьевой части скважины с целью определения буферного, затрубного и межколонного давлений (МКД), а также обследования подводной части водоотделяющей колонны и поверхности дна вокруг ликвидируемой скважины на предмет грифообразований.

При анализе геолого-технической информации возникли трудности со сбором достоверных сведений по ликвидируемым скважинам (включая историю бурения и эксплуатации, данные о текущих и капитальных ремонтах, результаты геофизических исследований). При наличии МКД в скважине обязательно требуется проведение изоляционных работ, но традиционные приёмы изоляции не могут гарантировать необходимую надёжность изоляции во времени. Наконец, обследование подводной части водоотделяющей колонны и морского дна в приустьевой части скважины выполнялось водолазами – однако возможность таких работ ограничена глубиной шельфа и климатическими условиями района акватории.

Подготовительные работы – определение готовности ликвидируемой скважины, включая операции по оценке технического состояния, к проведению изоляционных работ в интервалах перфорации и открытом стволе, герметизации внутритрубного пространства с запылением консервационной жидкостью.

Проблема возникла и на этом этапе: герметизация ствола ликвидируемой скважины традиционной установкой цементных мостов с применением стандартных цементных растворов не может гарантировать качественной изоляции в течение длительного срока. Так, был исследован керновый материал, отобранный из цементных мостов ликвидированных более 10 лет назад скважин.

Далее традиционное применение консервационных жидкостей для заполнения внутрискважинного пространства, приготовленных на основе глинистых буровых растворов, не соответствует условиям ликвидации морских скважин. По результатам лабораторных анализов проб внутрискважинной жидкости, отобранных с разных глубин, установлено – глинистые и полимерглинистые растворы полностью теряют реологические и структурно-механические свойства после длительного срока консервации.

Консервационные жидкости на основе глинистых и полимерглинистых растворов подвержены микробиологической деструкции, что сопровождается повышением коррозионной активности и может привести к нарушению герметичности эксплуатационной колонны.

По данным лабораторных анализов, коррозионная активность исследованных проб жидкости составила 0,41 мм/год, что привело к уменьшению толщины стенки в некоторых интервалах с 11 до 5 мм, а также образованию сквозных коррозионных свищей.

Третий этап – собственно обрезка ПКОК изнутри на глубине 3–5 м ниже уровня дна (в соответствии с требованиями действующего законодательства) с применением гидравлических труборезов, а также её извлечение, резка на части и утилизация.

Отмечена следующая проблема: технология обрезки ПКОК механическим способом с применением гидравлических труборезов недостаточна эффективна и может быть реализована далеко не всегда. Данная процедура предусматривает последовательную обрезку и извлечение частей обсадных колонн. Опыт показал, что такой способ обрезки ПКОК эффективен при отсутствии цементного кольца между колоннами (выше точки обрезки). В противном случае необходимо предварительное последовательное обуривание извлекаемых частей обсадной колонны. Такие операции требуют значительного времени и не гарантируют результат, а в случае эксцентричного расположения труб в составе ПКОК они вообще невозможны.

Наконец, заключительный этап – изоляция приустьевой части ствола и установку репера.

Отметим, что существующий порядок маркировки скважин после их ликвидации аналогичен наземным скважинам, а это не соответствует специфике морских месторождений в части дальнейшего контроля и мониторинга технического состояния скважины.

Перспективы использования инновационных разработок

Их несколько:

- создание обобщенной пополняемой электронной базы данных по фонду скважин, содержащей достоверную информацию о конструкции, техническом состоянии, проведенных ремонтах и исследованиях;
- применение пластической перфорации при изоляции МКД в рамках подготовки скважин к ликвидации (общая площадь вскрытия при пластической перфорации составляет до 240 см² на погонный метр, что соизмеримо с площадью вскрытия 305 кумулятивных каналов диаметром 10 мм);
- создание специального технологического оборудования и роботизированной техники для подводных обследований водоотделяющих колонн и морского дна вокруг скважины;
- использование технологий расширяемых труб и набухающих эластомеров для повышения качества и надежности изоляции ствола скважины;
 - нужны также новые составы консервационных жидкостей, исключающие возможность биодegradации и возникновения коррозионной активности в течение длительного времени;
- применение для обрезки ПКОК технологии, реализующей принцип использования гидроабразивной струи высокого давления;
- разработка специальной процедуры маркировки ликвидированных морских скважин с использованием современного оборудования и координатной привязки к глобальным навигационным системам.

Техника безопасности при ликвидации аварий в бурении

Наиболее сложные аварии в бурении:

- прихват инструмента;
 - обрыв или слом инструмента;
 - заклинивание инструмента в суженной части ствола;
 - падение инструмента.
- Проверить исправность вышки, талевого системы контроль измерительных приборов;
- уберите с мостков и рабочей площадки ненужный инструмент и освободите проходы;
- проверьте наличие и исправность противопожарного инвентаря перед работами;
- проверьте перед сборкой ловильного инструмента его состояние и запишите основные размеры.

Использовать только обильный инструмент, который соответствует по своим техническим характеристикам виду аварии и геологическим условиям в скважине.

Заключение

Разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений отличаются от аналогичных работ на суше большой стоимостью и сложностью. Комплекс технических средств для освоения морских нефтяных и газовых месторождений состоит из большого количества типов и видов уникальных и дорогостоящих гидротехнических сооружений (стационарных платформ, буровых судов и т.д.), бурового и нефтепромыслового оборудования, систем связи, навигации и охраны окружающей среды.

При бурении с передвижных плавучих средств широко применяются комплексы подводного устьевого оборудования. Это комплекс предназначен для направления в скважину бурильного инструмента и обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора.

Технология бурения морских нефтяных и газовых скважин в основном не отличается от бурения скважин на суше. Вместе с тем, самоплавучая буровая установка, буровое судно или полупогруженная плавучая буровая установка во время бурения перемещаются относительно подводного устьевого оборудования. Для компенсации вертикальных перемещений. Горизонтальные перемещения компенсируются водоотделяющей колонной (стояком). Циркуляционная система должна быть закрытой и замкнутой.

При бурении морских нефтяных и газовых скважин широко используют комплекс механизмов для автоматизации спускоподъёмных операций.

Для обслуживания работ в море применяют плавучие средства различного назначения (плавучие краны, морские буксиры и т.п.).

Литература:

1. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Морские нефтегазовые сооружения. Техника и технология разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2006. – 412 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Мишевич В.И., Логунцов Б.М., Уманчик Н.П. Разведка и эксплуатация морских нефтяных и газовых месторождений. – М. : Издательство «Недра», 1978. – 206 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
12. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.

14. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
15. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
16. Разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений. – URL : http://otherreferats.allbest.ru/manufacture/00419804_0.html
17. Аскерова Р.И. О волновом воздействии на морские гидротехнические сооружения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 51–53.
18. Вострикова М.А., Кашин Я.М., Шкода В.В. О загрязнении воздушного бассейна токсичными компонентами отработавших газов морских судов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 102–104.
19. Ильинский Д.А., Либерзон М.Р., Шаренков С.Б. Комплексный подход к проведению сейсморазведки на шельфе моря при помощи автономных самовсплывающих донных станций // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 111–113.
20. Кирпичев В.Е. Континентальный шельф: освоение морских месторождений России // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 78–80.
21. Котельников А.С., Савенок О.В. Экологические риски при морской добыче нефти и газа // Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах; отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 60–63.
22. Котельников А.С. Особенности морской добычи нефти // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 165–181.
23. Котельников А.С. Обоснование выбора конструкций скважин на основании геолого-промысловых и технологических особенностей разработки Кравцовского морского нефтяного месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 255–272.
24. Матиев К.И., Самедов А.М., Ахмедов Ф.М. Исследование причины образования отложений на нефтепроводах глубоководных морских основаниях месторождения «Гюнешли» // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 122–123.
25. Рахматуллин Д.В., Четвериков А.А. К вопросу строительства многоствольных скважин на морских месторождениях нефти и газа // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 97–98.
26. Родионов В.П. Проблемы обрастания морских буровых установок, эксплуатируемых на континентальном шельфе // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 239–242.
27. Руденко М.Ф., Маринюк Б.Т. Применение криогенных технологий для предотвращения риска экологического загрязнения на реках и морях // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 5: Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 265–269.

28. Семендуев М.М., Шкирман Н.П. Использование гравиметрических данных для оптимизации буровых работ на нефть и газ на основе геодинамического подхода (на примере Чокракских отложений юго-восточной части Азовского моря) // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 120–123.

References:

1. Bulatov A.I., Proselkov Y.M. Marine oil and gas facilities. Technique and technology of development and operation of oil and gas fields: a manual. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2006. – 412 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during the construction of the oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 522 p.
4. Bulatov, A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of the oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Т. 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., Yaremiychuk R.S. Development of the naphtha and gasvich sverdlavin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
10. Mishchevich V.I., Loguntsov B.M., Umanchik N.P. Exploration and exploitation of the offshore oil and gas fields. – M. : Nedra Publishing House, 1978. – 206 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Search, exploration and exploitation of the oil and gas fields : a manual. – Novochoerkassk : YurGPU (NPI), 2015. – 322 p.
12. Popov V.V. [et al.]. Geophysical researches and works in wells : educational event. – Novochoerkassk : Lik, 2017. – 326 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering for well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
14. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluids : a manual. – Novochoerkassk : Lik, 2014. – 374 p.
15. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational health and safety during drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novochoerkassk : Lik, 2016. – 290 p.
16. Exploration and development of offshore oil and gas fields. – URL : http://otherreferats.allbest.ru/manufacture/00419804_0.html
17. Askerova R.I. On the wave impact on marine hydraulic structures // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas reservoirs. – Part 1. – P. 51–53.
18. Vostrikova M.A., Kashin Y.M., Shkoda V.V. On Air Pollution by Current-Sync Components of Exhaust Gases from Marine Vessels // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. Chemical technology and ecology in oil and gas industry. – P. 102–104.
19. Ilyinskiy D.A., Liberzon M.R., Sharenkov S.B. Complex approach to conducting seismic exploration on the sea shelf with the help of autonomous self-floating bottom stations // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 111–113.
20. Kirpichev V.E. Continental Shelf: Development of Russia's offshore fields // Bulatovskie readings: Proceedings of the First International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 78–80.

21. Kotelnikov A.S., Savenok O.V. Ecological risks in offshore oil and gas production // Collection of the best scientific works of young scientists of the Kuban State Technological University, awarded at competitions; Editor-in-Chief, S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FGBOU VPO KubGTU, 2018. – P. 60–63.

22. Kotelnikov A.S. Features of offshore oil production // Scientific journal of Science. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 4. – P. 165–181.

23. Kotelnikov A.S. Justification of well design selection on the basis of geological, field and technological peculiarities of Kravtsovskoye offshore oil field development // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 255–272.

24. Matiev K.I., Samedov A.M., Akhmedov F.M. Investigation of the cause of formation of sediments on the oil pipelines of deep-sea bases of the «Guneshli» field // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 122–123.

25. Rakhmatullin D.V., Chetverikov A.A. On the issue of construction of multilateral wells at offshore oil and gas fields // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. Design, construction and operation of pipeline transport systems. – P. 97–98.

26. Rodionov V.P. Problems of fouling of offshore drilling rigs operating on the continental shelf // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 239–242.

27. Rudenko M.F., Mariniuk B.T. Application of cryogenic technologies to prevent the risk of environmental pollution in rivers and seas // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publisher's House – South, 2018. – Vol. 5: Chemical Technology and Ecology in the Oil and Gas Industry. – P. 265–269.

28. Semyonduv M.M., Shkirman N.P. The use of gravimetric data for the optimization of drilling operations for oil and gas on the basis of the geodynamic approach (on the example of Chao-crack deposits of the southeastern part of the Azov Sea) // Bulatov Readings: Proceedings of the III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar: Publishing House – South, 2019. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 120–123.

УДК 621.177

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВКИ «ХИТЕР-ТРИТЕР»
В СИСТЕМЕ ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ МОНГИ**

**ANALYSIS OF THE APPLICATION
OF OIL, GAS AND WATER SEPARATOR «HITER-TRITER»
IN THE SYSTEM OF PREPARATION OF WELLS PRODUCTION
ON THE MONGI FIELD**

Крылосов Аркадий Андреевич

студент,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
arkady.krylosov@yandex.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский
федеральный университет
de_france@mail.ru

Аннотация. В статье приведён анализ технологии сбора и подготовки газа на установке по подготовке газа месторождения Монги, в результате которого было предложено заменить существующую установку сепарации нефти на нефтегазоводоразделитель «Хитер-Тритер». Основанием для замены послужило то, что произошёл физический износ оборудования, т.к. оно находится в эксплуатации с 1990 года, хотя в нашей стране средний срок службы теплообменников аппаратов 10 лет для отечественных и 6 лет для импортных. В связи с этим был проведён анализ различного теплообменного оборудования, в результате которого был выбран метод низкотемпературной сепарации как наиболее экономичный и подходящий для данного месторождения. В новой схеме предусматривается установка нефтегазоводоразделителя типа «Хитер-Тритер». Экономическая оценка проекта демонстрирует его высокую эффективность, несмотря на значительные вложения.

Ключевые слова: варианты сбор скважинной продукции; существующая система сбора скважинной продукции; описание технологического процесса; сепараторы и область их применения; анализ работы сепарационной установки; нефтегазоводоразделитель «Хитер-Тритер»; расчёт экономической эффективности.

Krylosov Arkady Andreevich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
arkady.krylosov@yandex.ru

Savenok Olga Vadimovna

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

Kusov Gennady Vladimirovich

Postgraduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Annotation. The article presents an analysis of the technology of collecting and treating gas at the gas treatment facility on the Mongi field, as a result of which it was proposed to replace the existing oil separation plant with the «Heather-Triter» oil, gas and water separator. The reason for the replacement was the fact that physical wear of the equipment occurred, since it has been in operation since 1990, although in our country the average service life of heat and mass transfer devices is 10 years for domestic and 6 years for imported ones. In this regard, an analysis of various heat and mass transfer equipment was carried out, as a result of which the low-temperature separation method was chosen as the most economical and suitable for this field. The new scheme provides for the installation of an oil and gas divider type «Heather-Triter». The economic evaluation of the project demonstrates its high efficiency, despite significant investments.

Keywords: collection of well products; the existing system for collecting well production; description of the process; separators and their field of application; analysis of the separation plant; oil, gas and water separator «Heater-Triter»; cost efficiency calculation.

Общие сведения о месторождении

Месторождение Монги – одно из самых крупных на территории суши Сахалина. Его местоположением является Ногликский район островной части Сахалинской области на побережье Ныйского залива Охотского моря и находится в 40 км к северу от районного центра посёлка городского типа Ноглики и 170 км к югу от города Охи – бывшего центра нефтяной и газовой промышленности Сахалина.

В 1977 году месторождение было введено в разработку на основании письма ГКЗ СССР №1-30/165 от 23.02.1977 г. До этого момента имела место быть пробная эксплуатация скважин. С 1975 по 1979 гг. добычу нефти осуществляло НГДУ «Востокнефтегаз», затем НГДУ «Монгиннефтегаз». Институтом «СахалинНИПИнефть» были разработаны несколько проектных документов, на основании которых и велась разработка месторождения. Изначально в 1977 году была выполнена «Комплексная технологическая схема» разработки только первоочередных участков месторождения Монги, а затем в 1984 году – «Технологическая схема разработки» всего месторождения. К тому периоду были определены принципиальные геологические и эксплуатационные параметры месторождения. Основанием для технологической схемы 1984 года являлись запасы, представленные в ГКЗ СССР: нефти (категория В + С₁) – 48712 тыс. тонн балансовых, 16878 тыс. тонн извлекаемых, природного газа – 13542 млн м³.

Дагинские отложения составляют основную продуктивную толщу месторождения. Монгинская складка – типично погребённая, выраженная по дагинским отложениям на фоне моноклинального залегания нутовских и окобыкайских отложений восточного крыла Дагинского поднятия. Размеры складки 15×2 км. Складка разбита на ряд блоков системой диагональных разрывов. Все залежи относятся к типу пластовых, сводовых, тектонически экранированных. Нефти месторождения имеют плотность 840–900,4 кг/м³, вязкость изменяется с глубиной от 19,6 до 3,5 мПа·с.

При планировании добычи основной упор делался на газлифтную эксплуатацию, однако в настоящее время добыча производится с использованием УЭЦН. Но задержки при строительстве газокomppressorной станции привели к существенным трудностям по извлечению нефти, что послужило импульсом к применению метода поддержания пластового давления. Пластовое давление на месторождении Монги поддерживается путём закачки воды. С начала процесса в пласты закачано 26376 тыс. м³ воды, дополнительно получено 1175,5 тыс. тонн нефти.

Газоконденсатные залежи месторождения введены в разработку в феврале 1990 года. По состоянию на 01.01.2018 г. пробуренный фонд месторождения насчитывает 13 скважин (№№ 12, 28, 35, 36, 52, 63, 73, 74, 254, 322, 326, 330 и 333). Из нефтяного фонда переведено 5 скважин, в нефтяной фонд переведено 3 скважины. Всего на балансе нефтегазодобывающего предприятия числится 15 скважин. Действующий фонд состоит из 7 скважин (№№ 1, 12, 63, 4, 35, 36 и 254), в консервации – 2 (№№ 85 и 52), ликвидированных – 5 (№№ 28, 73, 333, 330 и 322), в ожидании ликвидации – 1 (№ 74).

Существующая система сбора скважинной продукции

Вся продукция нефтяных скважин месторождения Монги по системе трубопроводов поступает на установку сепарации нефти (рис. 1) в горизонтальный сепаратор, в котором происходит отделение от нефти основной части попутного газа, нефть и вода с остающимся газом поступает в отстойный горизонтальный буллит ОБН-3000 № 2, ёмкостью 200 м³, выполняющий функции сепаратора II ступени. Далее водонефтяная смесь через вертикальный сетчатый сепаратор ГС-1600, в котором происходит окончательная дегазация, поступает в ОГ-2000 – отстойник горизонтальный ёмкостью 200 м³. В ОГ-2000 происходит гравитационное расслоение нефти и воды. Пластовая вода за счёт избыточного давления в ОГ-2000 отводится с днища отстойника в РВС-15000 (стальной резервуар ёмкостью 5000 м³) БКНС Монги для последующей закачки в нефтяные пласты с целью ППД. Частично обезвоженная нефть поступает в ОБН-3000 № 1, откуда центробежными насосами откачивается на УКПН Даги для дальнейшей подготовки. С целью последующего обезвоживания нефти, в поток откачиваемой нефти при помощи дозаторного насоса подается деэмульгатор.



Рисунок 1 – Установка сепарации нефти месторождения Монги

Отделённый от продукции в горизонтальном сепараторе и ОБН-3000 № 2 попутный газ, через узел учёта подаётся на газокompрессорную станцию, компримируется до 7,64 МПа и поступает в газлифтные скважины. Газ, выделившийся из нефти в ГС-1600 и ОБН-3000 № 1, в связи с низким давлением сжигается на факеле.

На месторождении Монги газожидкостная смесь по шлейфам диаметром 114 мм поступает на сборный пункт.

Комплекс сооружений на СП Монги функционирует как пункт сбора, сепарации и перекачки нефти.

Описание технологического процесса

Газожидкостная смесь со скважин месторождения Монги под давлением $P = 0,15$ МПа, при $t = 10$ °С поступает на АГЗУ, где происходит замер дебита скважин.

Поток I – жидкость с АГЗУ № 1 под давлением $P = 0,12$ МПа поступает в горизонтальный нефтяной сепаратор (ГНС). Контроль за технологическим процессом осуществляется с помощью манометров установленных в АГЗУ и на горизонтальном нефтяном сепараторе.

Поток II – жидкость из горизонтального нефтяного сепаратора (ГНС) под давлением $P = 0,1$ МПа направляется в ёмкости для сбора нефти (№№ 1, 2 и 3), где происходит полное разгазирование перед откачкой на Головные Сооружения № 1.

Контроль над ведением технологического процесса осуществляется с помощью манометров установленных на горизонтальном нефтяном сепараторе и емкостях (№№ 1, 2 и 3) контролируется по уровнемерному стеклу.

Поток III – выделившийся в емкостях для сбора нефти (№№ 1, 2 и 3) попутный газ поступает в вертикальный газовый сепаратор (ВГС), где происходит отделение капель жидкости от газа под давлением $P = 0,08$ МПа. Контроль за технологическим процессом осуществляется с помощью манометров установленных на емкостях для сбора нефти (№№ 1, 2 и 3) и на вертикальном газовом сепараторе.

Поток IV – попутный газ для утилизации направляется на факел, проходя через счётчик учёта газа (ИМ-2300 Ex) установленный на газовой линии. Контроль за ведением технологического процесса осуществляется с помощью манометров установленных на вертикальном газовом сепараторе (ВГС) и газовой линии факельного хозяйства.

Поток V – разгазированная жидкость из емкостей для сбора нефти (№№ 1, 2 и 3) направляется на прием насосов НБ-125-Иж и 9МГр. Контроль за ведением технологического процесса осуществляется с помощью манометров установленных на емкостях по сбору нефти и насосной.

Поток VI – дренажная линия, в которую осуществляется сброс жидкости с нижнего уровня газового сепаратора и при необходимости производится сброс жидкости с технологических ёмкостей.

Поток VII – линия подачи нефтяного газа на печь ПТ-25-100. Контроль за давлением осуществляется по манометрам, установленным на газовой линии вертикальном газовом сепараторе и манометрам, установленным на ПТ-25-100.

Поток VIII – внутривидовой нефтепровод, по которому производится откачка жидкости с СП Монги на головные сооружения № 1 (ГС-1) при давлении не превышающее $P_{\max} = 3,8$ МПа. Контроль за давлением осуществляется по манометрам, установленным на выкидной линии насосов.

В таблице 1 приведены параметры технологического процесса и краткая характеристика оборудования.

Таблица 1 – Параметры технологического процесса

| Наименование | Номер потока | Диаметр, мм | Расход, м ³ /сут. | Давление, МПа | Температура, °С |
|---|--------------|-------------|------------------------------|---------------|-----------------|
| Нефтегазовая смесь с АГЗУ № 1 на нефтегазовый сепаратор ГНС | I | 159 | 300 | 0,12 | 10 |
| Нефтегазовая смесь с ГНС в ёмкости для сбора нефти Е-1,2,3 | II | 159 | 300 | 0,1 | 10 |
| Нефтяной газ в газовый сепаратор ВГС | III | 1000 | 5000 | 0,1 | 10 |
| Нефтяной газ на факел | IV | 100 | 800 | 0,005 | 10 |
| Водонефтяная смесь на приём насосов | | 159 | 300 | 0,005 | 10 |
| Нефтяной газ на собственные нужды | | 100 | 400 | 0,005-0,08 | 10 |
| Жидкость в дренажную ёмкость | VI | 100 | – | – | – |
| Нефть от насосов в нефтепровод | VIII | 219 | 300 | не более 3,8 | от 40 до 75 °С |

Сепараторы и область их применения

Сепарацией называется процесс отделения одного компонента от других (например, газа от жидкости). Сосуд, в котором происходит сепарация, называется сепаратором. Отделение газа от жидкости происходит в газосепараторе. Сепарационная установка может состоять из одного сепаратора и больше в зависимости от пропускной способности его и кратности сепарации (однократная, многократная или одноступенчатая и многоступенчатая).

Если газ выводится из сепарации при одном давлении, то такая сепарация будет *однократной* или *одноступенчатой*; если газ выводится при разных давлениях, то такая сепарация называется *многократной* или *многоступенчатой*. Если сепарационная установка обслуживает одну скважину, то она называется *индивидуальной*, если несколько скважин – *групповой*.

Сепараторы бывают разных конструкций (горизонтальные, вертикальные, цилиндрические, сферические, гравитационные, центробежные, разного давления и т.п.), но все они имеют такие основные узлы:

1. Основная сепарационная секция, служащая для отделения нефти от газа. На работу сепарационной секции большое влияние оказывает конструктивное оформление ввода продукции скважин (радиальное, тангенциальное, использование различного рода насадок – диспергаторов, турбулизирующих ввод газожидкостной смеси).

2. Осадительная секция, в которой происходит дополнительное выделение пузырьков газа, увеличенных нефтью из сепарационной секции. Для более интенсивного выделения окклюзированных пузырьков газа из нефти последнюю направляют тонким слоем по наклонным плоскостям, увеличивая тем самым длину пути движения нефти и эффективность её сепарации. Наклонные плоскости рекомендуется изготавливать с небольшим порогом, способствующим выделению газа из нефти.

3. Секция сбора нефти (внизу сепаратора) предназначена как для сбора, так и для вывода нефти из сепаратора. Нефть может находиться здесь или в однофазном

состоянии, или в смеси с газом – в зависимости от эффективности работы сепарационной и осадительной секций, а также от вязкости нефти и времени пребывания её в сепараторе.

4. Каплеуловительная секция, расположенная в верхней части сепаратора или вынесенная за пределы его и служащая для улавливания мельчайших капелек жидкости, уносимых потоком газа в газопровод.

5. Чем больше газа будет выведено из сепаратора вместе с нефтью и нефти вместе с газом, тем ниже эффективность работы сепаратора. До последнего времени на большинстве месторождений применялись преимущественно вертикальные сепараторы гравитационного типа, называемые сепарационными трапами.

Принцип работы сепарационного трапа представлен на рисунке 2.

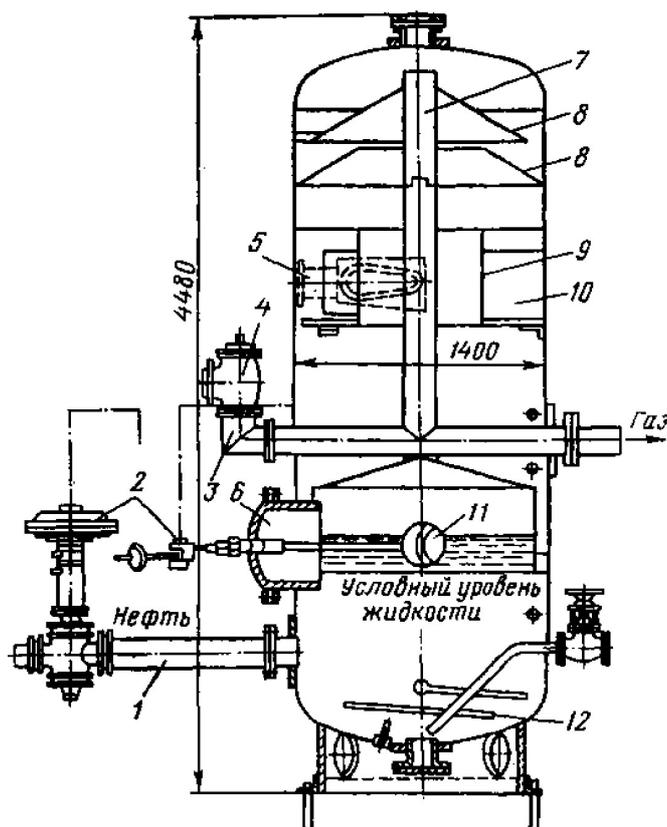


Рисунок 2 – Вертикальный сепарационный трап:

1 – выкидная линия; 2 – специальный клапан; 3 – отвод; 4 – предохранительный клапан; 5 – ввод; 6 – люк; 7 – газоотводящая труба; 8 – отбойники; 9 – жалюзи; 10 – козырёк; 11 – регулятор уровня; 12 – змеевик

Продукция скважины по специальному вводу, врезанному касательно к боковой поверхности сепарационного трапа, поступает в него. Благодаря резкому снижению скорости движения нефть стекает вниз, а выделившийся из неё газ поднимается вверх, обходит отбойники с целью дальнейшего отделения капельной нефти от газа, а затем через газоотводящую трубу выводится из сепарационного трапа. Нефть, собравшаяся внизу этого трапа, через выкидную линию выводится из него. Люк предназначен для очистки трапа, а отвод – для спуска песка и грязи.

На сепарационном трапе устанавливают предохранительный клапан (для предупреждения образования в трапе давления выше доступного), манометр и регулятор уровня. Уровень жидкости должен быть строго определённым, чтобы не допустить прорыва газа в нефтяную линию или нефти в газовую линию. Количество газа, выделившегося из нефти, зависит от давления: чем меньше давление, тем больше выделится свободного газа.

Такие сепарационные трапы имеют сравнительно большую пропускную способность по газу и небольшую по нефти. Для самотечных систем сбора и транспорта нефти это мало заметно.

Но при совместном сборе и транспорте продукции скважин, где смонтированы крупные централизованные сепарационные установки, а суточная пропускная способность трапов может быть более 20 тыс. тонн нефти. Это приобретает большое значение. В таком случае необходимо ставить несколько сепарационных трапов, особенно при многоступенчатой сепарации, в результате чего увеличиваются металлоёмкость, денежные средства на сооружение сепарационных установок и другие технико-экономические показатели. Во избежание этого применяют горизонтальные гидроциклонные сепараторы. Гидроциклонными сепараторами оборудовано большинство автоматических групповых сепарационно-замерных установок. При совместном сборе и транспорте продукции скважин применение этих сепараторов показало высокую экономическую эффективность.

Сепарационные установки с предварительным сбросом воды типа УПС предназначены для отделения газа от обводнённой нефти и сброса свободной пластовой воды с одновременным учётом количества обезвоженной нефти и воды, выходящих из аппарата (рис. 3).

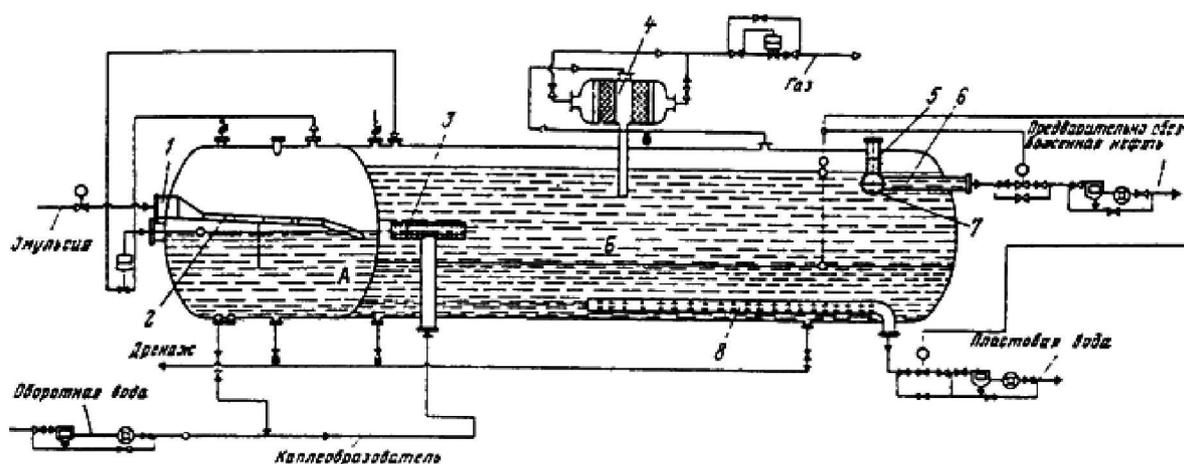


Рисунок 3 – Принципиальная схема установки типа УПС-3000:

- 1 – сопло; 2 – нефтеразливная полка; 3 – распределитель; 4 – каплеотбойник; 5,6 – штуцер; 7 – перфорированная труба; 8 – штуцер для вывода воды

Выпускаются установки типа УПС на рабочее давление 0,6 МПа следующих модификаций: УПС-3000/6М, УПС-А-3000/6, УПС-6300/6М и УПС-10000/6М. Одновременно разработаны все модификации УПС и на рабочее давление 1,6 МПа. В цифре установок приняты следующие обозначения: УПС – установка с предварительным сбросом воды; А – в антикоррозийном исполнении; первая цифра после букв – пропускная способность по жидкости (м³/сут.); вторая цифра – допустимое рабочее давление; М – модернизированная.

Первые три установки типа УПС можно использовать в качестве сепараторов первой ступени, в этом случае предварительное отделение газа от жидкости должно осуществляться в депульсаторе перед поступлением продукции в аппарат. УПС-10000/6М устанавливается после сепаратора первой ступени и одновременно может разделять жидкость на несколько потоков равного расхода.

Автоматизированные установки выполнены в моноблоке и состоят из следующих основных частей: блока сепарации и сброса воды, запорно-регулирующей арматуры и системы контроля и управления.

Блок сепарации и сброса воды глухой сферической перегородкой разделен на два отсека – сепарационный А и отстойный Б.

Каждый отсек имеет люк-лаз, предохранительный клапан и дренажные штуцеры.

В сепарационном отсеке для более полной сепарации и предотвращения пенообразования предусмотрена нефтеразливная полка 2.

Для равномерного распределения потока в параллельно работающих установках в сепарационных и отстойных отсеках имеются штуцера для сообщения их по жидкости (в нижней части) и газу (в верхней части).

В отстойном отсеке для более полного использования объёма ёмкости имеется распределитель 3 жидкости на входе, перфорированная труба со штуцером для вывода воды 8 и два штуцера 5 и 6 для вывода нефти. Расположение штуцеров для вывода нефти позволяет осуществлять работу установок в режимах полного и неполного заполнения. На установках УПС-6300 применяется выносной каплеотбойник 4, устанавливаемый над отстойной секцией.

Работа установки происходит следующим образом. Продукция скважин поступает в сепарационный отсек А по соплу 1 и нефтеразливной полке 2, где происходит первичное отделение газа от жидкой фазы. Отделившийся нефтяной газ через регулятор уровня отводится в отсек Б, откуда через каплеотбойник 4 и регулятор давления – в газовый коллектор.

В случае применения установки на I ступени сепарации предусматривается узел предварительного отбора газа (депульсатор). При использовании установки на II ступени сепарации монтаж узла предварительного отбора газа не требуется.

Водонефтяная эмульсия из отсека А перелавливается в отсек Б под действием давления газа. Допустимый перепад давления между отсеками Б и А не более 0,2 МПа (в зависимости от длины каплеобразователя между отсеками).

Для улучшения отделения воды от эмульсии предусмотрено предварительное смешение продукции скважин с водой, поступающей из установки подготовки нефти. Трубопровод (каплеобразователя) между отсеками А и Б может быть выполнен из трубы определённого диаметра и длины в зависимости от требуемого времени контакта эмульсии и оборотной воды. При работе установки без каплеобразователя обратная вода с установок подготовки нефти подаётся за 200–300 м до входа в технологическую ёмкость.

Водонефтяная эмульсия поступает в отстойный отсек Б через входной распределитель 3. При этом основная часть струй, вытекающих из распределителя, движется радиально, а меньшая часть – в направлении ближайшего эллиптического днища аппарата. Доходя до стенок аппарата и теряя кинетическую энергию, струи эмульсии отражаются и принимают горизонтальное направление вдоль аппарата. Отстоявшаяся вода отводится через перфорированный трубопровод 8. Предварительно обезвоженная нефть выводится через штуцеры 5 и 6, связанные с перфорированной трубой 7, расположенной в верхней части ёмкости.

Сепарационные установки с насосной откачкой типа БН предназначены для осуществления I ступени сепарации нефти от газа, дальнейшего разделительного транспортирования нефти центробежными насосами и выделившегося газа под давлением сепарации.

Разработаны 12 типоразмеров блоков, отличающихся между собой подачей и давлением нагнетания насосных агрегатов: БН-500-9; БН-500-18; БН-500-17; БН-500-21; БН-1000-12; БН-1000-19; БН-1000-25; БН-1000-31; БН-2000-13; БН-2000-17; БН-2000-22; БН-2000-26.

В цифре установок приняты следующие обозначения: БН – блочная насосная; первая цифра – подача насоса по жидкости ($\text{м}^3/\text{сут.}$); вторая цифра – давление нагнетания.

Из перечисленных блоков komponуются дожимные насосные станции подачи 500; 1000; 2000 $\text{м}^3/\text{сут.}$ Дожимные насосные станции большей подачи комплектуются из двух технологических блоков подачи по 2000 $\text{м}^3/\text{сут.}$ каждый, которые при параллельной работе обеспечивают общую подачу от 4000 $\text{м}^3/\text{сут.}$ (при двух рабочих насосах) до 6000 $\text{м}^3/\text{сут.}$ (при трёх рабочих насосах).

Насосная станция типа БН (рис. 4) состоит из технологического, щитового, канализационного блоков и свечи аварийного сброса газа.

Технологический блок состоит из двухточного гидроциклона 2, технологической ёмкости 3, регулятора подачи насосов 4, автомата откачки 5, механического регулятора уровня 6, центробежных насосов 8 с электродвигателями 9, отсекающих клапанов 1 и 7, счётчика 10, а также технологической обвязки арматуры и гидравлической системы управления.

Технологический блок имеет два двухточных гидроциклона. Подача каждого до 1500 $\text{м}^3/\text{ч}$ по жидкости с газовым фактором до 120 $\text{м}^3/\text{м}^3$. Для повышения эффективности работы гидроциклонного сепаратора и уменьшения пенообразования в технологической ёмкости, его нижний патрубок опускается под уровень жидкости.

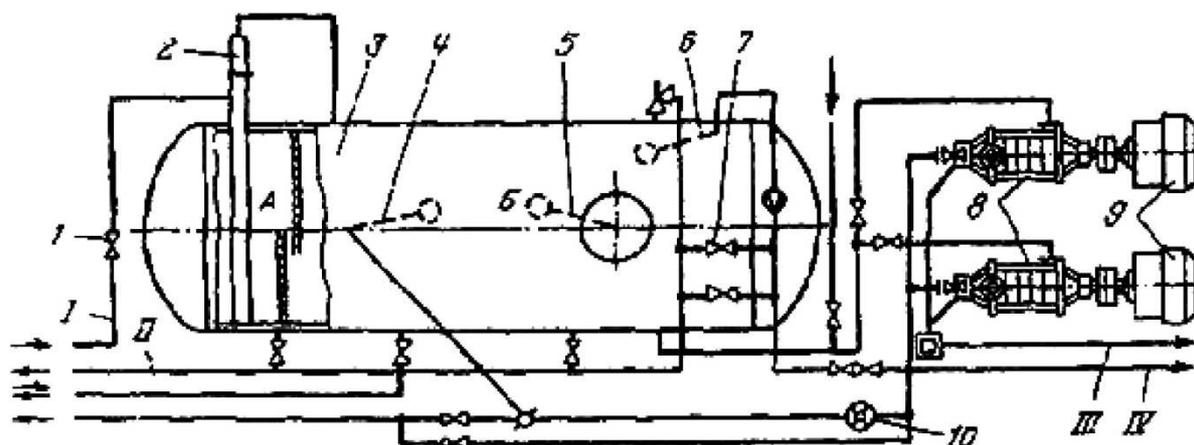


Рисунок 4 – Принципиальная схема установки БН:

- 1 – отсекающий клапан; 2 – двухточный гидроциклон; 3 – технологическая ёмкость;
 4 – регулятор подачи насосов; 5 – автомат откачки; 6 – механический регулятор уровня;
 7 – отсекающий клапан; 8 – центробежный насос; 9 – электродвигатель; 10 – счётчик

Ёмкость технологического блока выполняет функции дополнительного сепаратора, буфера перед насосами и отстойниками. С целью унификации вместимость ёмкости для всех блоков принята равной 20 м³, что составляет 1 % от суточной подачи блока БН-2000.

Ёмкость вертикальными перегородками разделена на две части. Первый (малый) отсек А служит для задержания механических примесей, пены. В нём поддерживается некоторый уровень жидкости, куда погружается нижний патрубок гидроциклонной головки. Большой отсек Б ёмкости служит основным буфером перед насосами и дополнительным сепаратором. В нём размещаются также поплавки всех регулирующих механизмов.

Для северных районов страны с неблагоприятными климатическими условиями насосная часть технологического блока выполняется в закрытом исполнении.

Нефтегазовый поток по сборочному коллектору 7 поступает в два двухточных гидроциклона, где происходит отделение газообразной фракции от жидкости под действием центробежной силы, которую приобретает тангенциально вводимый поток газонефтяной смеси.

Жидкость, имеющая большую плотность, под действием этой силы, прижимается к стенке и стекает по ней в малый отсек А.

Далее нефть из ёмкости через приёмные патрубки откачивается насосами в напорный нефтепровод. На выкидном коллекторе, после насосов, для замера общей подачи участка по жидкости имеется счётчик. Предусматривается непрерывный и периодический режимы работы насосных агрегатов.

Непрерывную откачку предлагается осуществлять при отличии номинальной подачи насоса от общей подачи участка, обслуживаемого данной установкой, не более чем на 15 %, или же в зимних условиях, когда имеется опасность застывания нефти при отрицательных температурах и срыва подачи насоса. Периодическая откачка насосами проводится по сигналам автомата откачки АО-6.

Газ, отделившийся в гидроциклонном сепараторе, через верхний патрубок поступает в большой отсек Б технологической ёмкости, где происходит отделение капель жидкости от газа. Газ из ёмкости через заслонку механического регулятора уровня, установленного в патрубке технологической ёмкости, поступает в газосборный коллектор IV и под давлением сепарации транспортируется потребителю.

В коллекторе выхода газа устанавливается камерная диафрагма, служащая для периодического замера подачи участка по газу переносным дифманометром. На технологической ёмкости смонтирован предохранительный клапан, который срабатывает при повышении давления в ёмкости более 0,9 МПа. При срабатывании предохранительного клапана газ отводится на факел.

К факельной линии II также подключены канализационные патрубки технологической ёмкости, через которые при открытых задвижках продукты пропарки могут вводиться на факел.

Для удаления течи сальников насосных агрегатов предусматривается отдельная система канализации III.

Комплекс приборов и средств автоматизации обеспечивает:

- автоматизацию процесса периодической откачки нефти с установки;
- включение резервного насоса откачки, при аварийной остановке работающего; предусматривается выбор режимов управления насосами – «ручной», «I рабочий» и «II рабочий» (автоматические);
- прекращение подачи газонефтяной смеси на дожимную станцию при переполнении технологической ёмкости (для ДНС, работающих без резервных и аварийных емкостей);
- открытие линии слива газонефтяной смеси в резервную (или аварийную) ёмкость и сброса газа на факел при переполнении технологической ёмкости (для ДНС, работающих с резервными или аварийными емкостями);
- согласование (регулирование) подачи насосов откачки с количеством газонефтяной смеси при непрерывном режиме работы насосов;
- регулирование уровня газонефтяной смеси в технологической ёмкости (в случае аварийного режима работы ДНС с резервными или аварийными емкостями);
- автоматическую защиту (отключение) работающего насоса при отклонении давления от нормального на нагнетании насоса и обесточивают блока местной автоматики (БМА);
- технический контроль за расходами газонефтяной смеси и отсепарированного газа, уровнем в технологической ёмкости, давлениями в различных точках технологической обвязки ДНС;
- сигнализацию в щитовой блок ДНС об аварийно-высоком верхнем и нижнем уровнях в технологической ёмкости; об аварийной остановке работающего насоса; о включённом состоянии БМА;
- возможность дублирования аварийной световой сигнализации, выносимой в щитовой блок ДНС, местной звуковой (сирена) или дистанционной (при телемеханизации).

Область применения как одноемкостных, так и двухъемкостных горизонтальных сепараторов весьма обширная. Одноемкостные горизонтальные сепараторы применяются для оснащения дожимных насосных станций, для первой, второй и третьей ступеней сепарации на центральных пунктах сбора и подготовки нефти, газа и воды, а двухъемкостными сепараторами в основном оснащаются блочные автоматизированные групповые установки типа Спутник, на дожимных насосных станциях они имеют весьма ограниченное применение. В качестве сепараторов первой ступени двухъемкостные аппараты используются на производительность не более 3000 тонн/сут. по жидкости.

Производительность одноемкостных горизонтальных сепараторов, применяемых для первой, второй и третьей ступеней сепарации, может достигать 3000 тонн/сут. по жидкости на каждой ступени.

В объёмных сепараторах отделение примесей происходит путём оседания их за счёт резкого изменения направления потока газа при одновременном уменьшении скорости его движения. Эти сепараторы применяются при давлении газа выше 100 кгс/см².

В циклонных сепараторах газ очищается от примесей с помощью центробежных сил инерции, возникающих в циклонной камере при вводе газа по тангенциальному вводу. Такие сепараторы применяются при давлениях 50 кгс/см² и выше.

Анализ работы сепарационной установки

Целью настоящей работы является анализ технологии сбора и подготовки скважинной продукции на месторождении Монги.

На основании показателей разработки месторождения Монги за 2015–2017 гг., представленных в таблице 2, можно судить, что добыча жидкости прогрессирует.

Таблица 2 – Динамика добычи нефти на месторождении Монги

| Годы | Попутный газ, м ³ | Нефть, тонн | Жидкость, тонн | Обводнённость, % |
|------|------------------------------|-------------|----------------|------------------|
| 2015 | 61971000 | 299306 | 1817825 | 83,4 |
| 2016 | 44080000 | 270164 | 1915939 | 85,9 |
| 2017 | 42934000 | 227091 | 1960764 | 88,5 |

По прогнозу показателей по процентной доле обводнённости видно, что она стремительно увеличивается и приводит к ухудшающим последствиям.

Исходя из вышеизложенного, предлагается заменить существующую систему подготовки скважинной продукции на установку подготовки скважинной продукции «Хитер-Тритер». Основанием для замены послужил физический износ оборудования, которое находится в эксплуатации на протяжении достаточно длительного времени, а также из-за высокой процентной доли обводнённости добываемой жидкости и для прекращения утилизации попутного газа.

Описание предлагаемой установки нефтегазоводоразделитель «Хитер-Тритер»

Устройство относится к нефтяной промышленности, в частности, к подготовке скважинной продукции.

Техническая задача – замена существующей установки сепарации нефти на нефтегазоводоразделитель «Хитер-Тритер».

Нефть добывается с большим количеством газов, примесей и пластовой воды. Прежде чем из сырой нефти получить товарную нефть и выделить газ и воду, исходный нефтепродукт следует обезвожить и дегазировать, т.е. избавить её от молекул газа и воды. Наличие газа и воды снижает эффективность процесса подготовки нефти и негативно воздействует на транспортные трубопроводы. Поэтому для получения качественных продуктов на выходе сырую нефть необходимо подготовить.

Нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом (НГВРП) – аппарат типа «Хитер-Тритер» предназначен для получения товарной нефти из продукции скважин, для сепарации продукции скважин, для предварительного обезвоживания. Способен заменить установку, состоящую из нескольких аппаратов.

НГВРП может эксплуатироваться в условиях холодного макроклиматического региона с абсолютной температурой до – 60 °С. Район территории по скоростным порам ветра не регламентируется. Блок устанавливается на открытой площадке.

Блок НГВРП поставляется в максимальной заводской готовности, что обеспечивает сокращение монтажных работ до минимума.

Нефтегазоводоразделитель представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат с эллиптическими днищами, установленный на две седловые опоры. На цилиндрической части корпуса и днищах аппаратов типа НГВРП расположены технологические штуцера, штуцера для установки средств и люки. На левом днище (со стороны входа смеси) предусмотрено фланцевое соединение жаровых труб (рис. 5) нагревателя с корпусом.

Жидкость и попутный газ поступают в установку через входной штуцер, расположенный наверху ёмкости. Далее во входном отсеке происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ поднимается и через экстрактор влаги поступает в выпускной газовый патрубок. В экстракторе влаги вся жидкость в газе коагулируется и соединяется с жидкой фазой внизу ёмкости. Далее газ проходит через клапан-регулятор, контролирующей рабочее давление и уровень нефти в установке.

Жидкость попадает на входной зонт-распределитель потока аппарата, по которому стекает с выделением свободной воды, и собирается в нижней части под жаровыми трубами.

Температура в жаровых трубах и топке поддерживается путём сжигания попутного газа, который поступает с узла подготовки топливного газа. Регуляторы и приборы, обеспечивающие контроль за пламенем и температурой, установлены в блоке управления.

Более стойкая эмульсия поднимается и нагревается вокруг жаровых труб, в процессе чего происходит её быстрое разрушение. Коагулированные капли воды оседают и соединяются со свободной водой в нижней части аппарата, а объединяющиеся капли нефти поднимаются выше и через специальные перегородки попадают на коалесцирующие фильтры (коалесоры) (рис. 6).



Рисунок 5 – Жаровая труба



Рисунок 6 – Коалесор установки

Фильтры состоят из пакета специальных полипропиленовых профилированных пластин, расположенных друг над другом. В ламинарном режиме потока капельки нефти поднимаются к верхнему слою коалесора, образуя нефтяную плёнку. Применение рифлёных пластин, расположенных рядом друг с другом, создаёт большую коагуляционную площадь, на которой собираются капельки нефти. Эта секция способствует большему столкновению капель с образованием крупных глобул.

Собравшаяся нефть поднимается вверх к нефтяной фазе, а вода, под действием силы тяжести, оседает в нижней части ёмкости. Обезвоженная нефть продолжает подниматься вверх и перетекает в сборный карман, откуда через патрубок выводится из аппарата.

Вода, выделившаяся из эмульсии в жаровой секции и в коалесоре, оседает на дно ёмкости и соединяется со свободной водой. Затем вода движется по дну к концу аппарата и выходит из него через два патрубка сброса пластовой воды.

Нефтегазоводоразделитель (рис. 7) состоит из секции подогрева с жаровыми трубами, узлом входа и распределения смеси и секции механической коалесценции. В нижней части аппарата расположена система очистки от механических примесей, которая включает в себя коллекторы промывочной воды с инжекционными соплами для размыва мехпримесей, расположенные по всей длине аппарата и в зоне жаровых труб, и лотки для мехпримесей в секции подогрева. В целях снижения объёмов промывочной воды для очистки, без остановки, аппарата система очистки в секции подогрева разделена на отдельные секции. Каждая секция имеет патрубок для подачи промывочной воды и отдельный выводной патрубок для пульпы.

Конструкцией аппарата предусмотрено антикоррозионное внутреннее лакокрасочное покрытие и анодная защита открытых металлических поверхностей. В качестве анодов по всей длине аппарата на фланцевых соединениях установлены штыри из специальных сплавов, которые расположены в слое воды. Секция механической коалесценции отделена от секции подогрева перегородкой.

В состав блока НГВРП входит программно-технический комплекс, включающий:

- шкаф управления на базе терминал-контроллера;
- автоматизированное рабочее место оператора (АРМ-оператора);
- источник бесперебойного питания;
- шкаф искрового розжига.

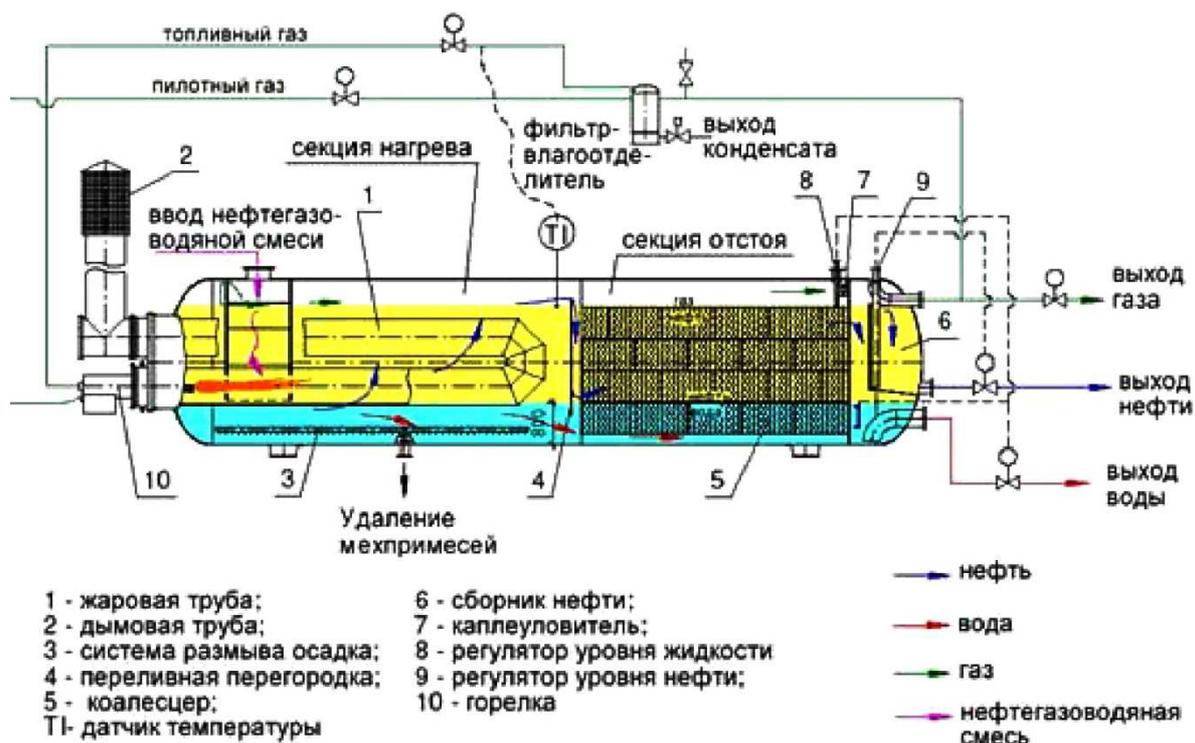


Рисунок 7 – Конструкция внутренних устройств

Программно-технический комплекс размещается в операторской.

Для обеспечения функциональной надёжности и продолжительной безопасной работы установки подготовки нефти её конструкция имеет ряд специфических особенностей:

- двойная (дублированная) система жаровых труб (2×75 % тепловой мощности), т.е. при выводе на ремонт одной жаровой трубы вторая будет обеспечивать работу установки в режиме 75 % проектной тепловой мощности;
- полная защита от коррозии, состоящая из внутреннего эпоксидного покрытия всей внутренней поверхности сосуда и протекторных анодов в водной фазе. Все внутренние части, которые не могут быть покрыты антикоррозийным составом (за исключением жаровых труб), сделаны из нержавеющей стали;
- современная система контроля для управления работы горелки, электронная детекция интерфейса нефть/вода, регулирование давления – всё это обеспечивает непрерывный текущий контроль и управление всеми рабочими функциями установки независимо от её расположения.

Достоинства НГВРП «Хитер-Тритер»

Имеется ряд существенных преимуществ использования одной комплексной установки такого типа для одновременной сепарации нефти, газа и воды:

1. Сепарация газа происходит при существующем давлении поступающей нефти со скважины, что является оптимальным фактором при подборе компрессора, его входного давления и его мощности.
2. Перечень необходимого оборудования для подготовки нефти сводится к минимуму, упрощая работу операторов и повышая при этом стабильность работы оборудования, что является особенно существенным для удаленных промыслов, на которых не всегда имеется постоянный обслуживающий персонал.
3. Комплексная установка для одновременной сепарации нефти, газа и воды может полноценно функционировать без сбоев, так как постоянно контролируется современной автоматической системой управления PLC (программно-логический контроллер), включающий высокоэффективный электронный детектор интерфейса нефть/вода и автоматический регулятор обратного давления.

4. Нагреватель в комплексной установке подготовки нефти состоит из специально разработанной нагревательной секции с жаровыми трубами типа «двойного потока» и является более эффективным и более надёжным, чем отдельный огневой подогреватель прямого нагрева. В отдельном подогревателе прямого нагрева стандартного типа, где жаровые трубы находятся постоянно в среде отделившейся свободной пластовой воды, поступающей из сепаратора первой ступени, при уменьшении ее объёма (в виду уменьшения поступающей на обработку эмульсии или каких-либо проблемах в сепараторе первой ступени) и наличия постоянных высоких температур, создаётся значительный риск перегрева огневых труб, выпаривание жидкости в пар высокого давления, что может привести к опасной аварийной ситуации.

Жаровые трубы никогда не находятся в среде отделившейся свободной пластовой воды, а умеренная теплопередача от жаровых труб, расположенных в нефтяной фазе, обеспечивает равномерный нагрев нефтяной фазы.

5. Одной из существенных особенностей комплексной установки «Хитер-Тритер» является применение определённого набора секций коалесценции типа «очистное соединение» для нефтяной фазы и одна или несколько секций типа «разделительные / отбойные пластины» для водяной фазы, которые являются высокоэффективным фактором сепарации нефти и воды и доведения качества их очистки до стандартных требований (базовое содержание воды в нефти – не более 5 %).

Техническое описание установки нефтегазоводоразделитель «Хитер-Тритер»

Установка нефтегазоводоразделителя на базе трёхфазного сепаратора используется для разделения эмульсии и предварительного сброса воды.

Внедрение данных установок нефтегазоводоразделителей типа «Хитер-Тритер» позволяет отделять нефть, подтоварную воду и попутный нефтяной газ из добываемой жидкости непосредственно на площадке дожимной насосной станции (ДНС) и подавать подготовленную подтоварную воду на кустовую насосную станцию (КНС) для закачки в пласт для поддержания пластового давления. Как правило, ДНС и КНС расположены на одной площадке.

Установка полностью отвечает поставленным задачам и требованиям технологического процесса.

Расчёт экономической эффективности замены УСН на нефтегазоводоразделитель

Нами предлагается замена существующей нефтегазовой сепарационной установки, применяемой для сепарации нефти от попутного растворённого газа, на нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом «Хитер-Тритер».

Целью экономических расчётов является:

- рассчитать общую сумму расходов на ввод установки в работу;
- определить годовой экономический эффект от эксплуатации данной установки;
- определить срок окупаемости установки.

Основные исходные данные для определения экономической эффективности приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные для определения экономической эффективности

| Показатели | Значение показателя, |
|---|----------------------|
| Цена установки Сб, руб. | 5 500 000 |
| Цена тонны нефти Ц, руб. | 11935 |
| Цена 1000 м ³ газа, руб. | 3445 |
| Потребляемая мощность м ³ /час | 30 |
| Коэффициент эксплуатации Кэкс | 0,98 |
| Срок службы установки Т, годы | 20 |
| Численность обслуживающего персонала, чел. | 3 |
| Средняя заработная плата рабочего в месяц, руб. | 40 000 |

Проведём расчёт капитальных затрат на внедрение новой установки.

$K_{обор}$ – стоимость оборудования ($K_{обор} = 5\,500\,000$ руб.);

$K_{тр}$ – транспортные расходы (7 % от стоимости оборудования:

$$K_{тр} = 5\,500\,000 \cdot 0,7 = 385\,000 \text{ руб.};$$

K_m – затраты на монтаж (10 % от стоимости монтируемого оборудования:

$$K_m = 5\,500\,000 \cdot 0,10 = 550\,000 \text{ руб.}).$$

Тогда:

$$K_{общ} = 5\,500\,000 + 385\,000 + 550\,000 = 6\,435\,000 \text{ руб.}$$

Затраты на материалы

Затраты на дополнительные материалы, применяемые на производстве, равны 3 % от стоимости оборудования:

$$C_{дм} = K_{обор} \cdot 0,03 = 6\,435\,000 \cdot 0,03 = 193\,050 \text{ руб.}$$

Затраты на малоценный инструмент

Каждый рабочий имеет в своём пользовании инструмент, применяемый для обслуживания оборудования. Затраты определяются из расчёта 500 рублей на одного рабочего:

$$C_{инс} = 500 \cdot 3 = 1500 \text{ руб.}$$

Расходы на электроэнергию на данный момент

Затраты на электроэнергию, потребляемую рабочими агрегатами:

- Годовое потребление электроэнергии:

$$A = N_c \cdot K_c \cdot T,$$

где N_c – суммарная мощность силовых приводов, кВт; K_c – коэффициент одновременности ($K_c = 0,65$); T – годовое количество рабочих часов, которое определяется по следующей формуле:

$$T = 365 \cdot K_э \cdot 24,$$

где $K_э$ – коэффициент эксплуатации:

$$K_э = \frac{T_k - (T_{рем} + T_{орг})}{T_k},$$

где T_k – количество часов в году ($T_k = 8760$ часов); $T_{рем}$ – время, затрачиваемое на ремонт оборудования ($T_{рем} = 175$ часов); $T_{орг}$ – время простоев оборудования ($T_{орг} = 46$ часов).

$$K_э = \frac{8760 - (175 + 46)}{8760} = 0,975.$$

Тогда: $T = 365 \cdot 0,975 \cdot 24 = 8541$ часов.

Отсюда: $A = 500 \cdot 0,65 \cdot 8541 = 2\,775\,825$ кВт · ч.

Затраты на электроэнергию в год:

$$C_э = C_э \cdot A = 4,25 \cdot 2\,775\,825 = 11\,797\,256 \text{ руб.}$$

Расходы газа на аппарат после установки

В данной установке используется попутный нефтяной газ, который в данный момент сжигается на факельной установке, поэтому расходы на газ не учитываются.

Затраты на газ, потребляемый рабочими агрегатами

Годовое потребление газа: $30 \text{ м}^3/\text{час} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 365 \text{ дн.} = 262\,800 \text{ м}^3$.

Рассчитаем затраты на расход газа в год. Себестоимость 1000 м^3 газа на 01.01.2019 г. составляет 3445 руб.

Следовательно, расходы составят: $3445 \cdot 262\,800 = 905$ млн руб. в год.

Расходы на оплату труда

Рассчитаем фонд заработной платы персонала установки в месяц:

$$\Phi ЗП_M = ЗП_p \cdot TP \cdot n_{скв} = 40\,000 \cdot 1,5 \cdot 12 = 720\,000 \text{ руб.},$$

где $ЗП_p$ – средняя заработная плата рабочего в месяц; TP – трудоёмкость в добыче нефти, чел/скв.; $n_{скв}$ – количество эксплуатируемых скважин.

Годовой фонд заработной платы персонала установки:

$$\Phi ЗП_г = \Phi ЗП_M \cdot 3 = 720\,000 \cdot 3 = 2\,160\,000 \text{ руб.}$$

Рассчитаем отпускную сумму: $\Phi ЗП_{отп} = 40\,000 \cdot 12 = 480\,000$ руб.

Расходы на амортизацию оборудования

Ежегодные затраты на амортизацию составляют 15 % от стоимости оборудования: $A = 6\,435\,000 \cdot 0,15 = 965\,250$ руб.

Расходы на содержание оборудования

«Хитер-Тритер» обслуживается раз в год, так как конструкция спроектирована таким образом, что асфальто-смоло-парафиновые отложения, отлагающиеся в сепараторе, можно частично отчистить, подняв температуру в жаровой трубе на 90 °С. При этом постоянная температура в сепараторе составляет 50 °С, что позволяет быстрее разрушать эмульсию.

Затраты на обслуживания ($З_{обс}$) «Хитер-Тритер» в год составляют:
 $З_{обс} = 500\,000$ руб.

Расходы на охрану труда и технику безопасности

Затраты по охране труда и технике безопасности исчисляются, исходя из средних затрат на одного рабочего в размере 2000 руб.: $З_{охр} = 3 \cdot 2000 = 6000$ руб.

Смета годовых расходов представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Смета годовых расходов

| Статья затрат | Сумма, руб. |
|---|-------------|
| Затраты на материалы | 323 840 |
| Дополнительные материалы | 321 840 |
| Затраты на малоценный инструмент | 1500 |
| Затраты на электроэнергию, потребляемую рабочими агрегатами | 11 797 256 |
| Расходы на оплату труда | 2 160 000 |
| Основная заработная плата | 1 680 000 |
| Дополнительная заработная плата | 480 000 |
| Расходы на амортизацию оборудования | 965 250 |
| Затраты на содержание оборудования | 500 000 |
| Расходы на охрану труда и технику безопасности | 6 000 |
| Итого расходов | 18 235 686 |

В таблице 5 представлены технические характеристики оборудования установки сепарации нефти и трёхфазного сепаратора и годовой эффект.

Таблица 5 – Технические характеристики

| Характеристики | УСН | «Хитер-Тритер» | + / – | Прибыль |
|-------------------------------------|------------|----------------|------------|-----------|
| Потребляемая энергия, кВт/год | 306600 | 262800 | 43 800 | 186 150 |
| Пропускная способность, м³/год | 51 100 000 | 73 000 000 | 21 900 000 | |
| Занятость персонала, чел. | 6 | 3 | 3 | |
| Занятость персонала, зп/год | 4 320 000 | 2 160 000 | 2 160 000 | 2 160 000 |
| Техническое обслуживание, раз/в год | 2 | 1 | 1 | 500 000 |

$$\Sigma 186150 + 2160000 + 500000 = 2846150 \text{ руб.}$$

Таким образом, общий годовой эффект будет составлять 2 846 150 рублей.

Рассчитаем период окупаемости замены существующей УСН на нефтегазово-доразделитель «Хитер-Тритер»:

$$T_{ок} = \frac{\Phi_k}{\text{эффект}} = \frac{6435000}{2846150} = 2 \text{ года.}$$

Таким образом, в результате проведённых расчётов были выявлены следующие результаты: потребляемая энергия трёхфазного сепаратора намного меньше старой УСН, также пропускная способность достаточно отличается. На УСН требуется занятость персонала 6 человек, а для установки водогазоразделителя требуется всего 3 человека, это сильно отличается также в заработной плате. Техническое обслуживание проводится реже на ТФС, что доказывает его эффективную работу.

Кроме того, замена существующего оборудования гарантирует прирост прибыли, а период окупаемости составляет 2 года.

Следовательно, предлагаемое оборудование можно применять на практике.

Литература:

1. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Влияние надёжности нефтепромыслового оборудования на экологическую безопасность разработки северных нефтегазовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2016. – 135 с.
2. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Экологическая безопасность при разработке северных нефтегазовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 128 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. Дунюшкин И. И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений : учебное пособие. – М. : ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.
5. Алекперова С.Т., Ревазов А.М. Разработка и реализация системы поэтапного обеспечения безопасности магистральных газопроводов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 21–29.
6. Галиева Р.А. исследование одновременной очистки газа от кислых компонентов и сероорганических соединений новыми абсорбентами физико-химического действия // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 42–44.
7. Гильмияров Е.А., Силина И.Г. Сравнение теплоносителей, применяемых в холодильных установках при сооружении и ремонте систем трубопроводного транспорта // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 154–156.

8. Зиянгиров А.Г., Мухамедьянов Т.И., Павлюченко В.И. Перспективы применения мобильных компрессорных установок в условиях завершающей стадии разработки газовых месторождений // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 62–64.

9. 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.

10. Кусов Г.В., Савенок О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 2. – С. 179–197.

11. 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.

12. 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.

13. Кусов Г.В., Богатырёв В.С., Савенок О.В. Классификация отказов и анализ работы технологического нефтепромыслового оборудования в условиях Крайнего Севера // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 64–68.

14. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая часть // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 3. – С. 40–51.

15. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 3. – С. 52–72.

16. 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.

17. Кусов Г.В. Характеристика системы сбора и подготовки газа на Медвежьем месторождении // Журнал «Научный форум. Сибирь». – Тюмень : ООО «Русарра», 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 31–33.

18. Кусов Г.В., Савенок О.В., Одунлами Казим Алан. Система сбора и подготовки газа на примере УКПГ-13 Уренгойского газоконденсатного месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 120–133.

19. 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). – М. : Издательство «Горная книга», 2017. – № 1. – С. 127–132.

20. Кусов Г.В. [и др.]. Анализ обустройства Вынгайхинского нефтегазового месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 89–110.

21. Кусов Г.В., Савенок О.В. Реконструкция Южно-Ягунского нефтяного месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 133–141.

22. Кусов Г.В., Савенок О.В., Куаку Зебуа Ив Эммануэль. Анализ работы систем сбора и подготовки скважинной продукции Биттемского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 169–188.

23. Нурмакова Ж.И., Третьяк Л.П. Современный подход к обеспечению промышленной безопасности с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 98–100.

24. Шестерикова Р.Е., Шестерикова А.А., Галанин И.А. Энергетический анализ влияния очистки газа от диоксида углерода на его транспортировку по магистральным газопроводам // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 74–77.

25. Щербатюк Я.В., Сальников А.В. Исследование динамики эффективности очистки трубных обвязок малого диаметра от асфальтосмолопарафиновых отложений за счёт изменения температурного режима растворителя // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 78–82.

26. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11.

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 : FGBOU VPO KubGTU Publishing House, 2016. – 135 p.

2. Aliev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Environmental safety during development of the northern oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 128 p.

3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.

4. Dunyushkin I.I. Collection and preparation of well products of oil fields: manual. – M. : Federal State Unitary Enterprise «Oil and Gas» publishing house of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2006. – 320 p.

5. Alekperova S.T., Revazov A.M. Development and implementation of a system of phased security of gas main pipelines // Bulatovskie readings: materials of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. – P. 21–29.

6. Galieva R.A. research of simultaneous purification of gas from acidic components and organosulphuric compounds by new absorbers of physicochemical action // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 42–44.

7. Gilmiyarov E.A., Silina I.G. Comparison of coolants used in refrigeration plants in the construction and repair of pipeline transport systems // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, prof. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. Design, construction and operation of pipeline transport systems. – P. 154–156.

8. Ziyangirov A.G., Mukhamedyanov T.I., Pavlyuchenko V.I. Prospects of application of motor-ball compressor units under conditions of the final stage of development of gas fields // Bulatovskie readings: materials of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. – P. 62–64.

9. Kusov G.V., Savenok O.V. Automated control system for the associated petroleum gas treatment unit // Current trends in the development of the oil and gas and machine-building industries: a collection of scientific articles on the materials of the First International Scientific Conference (May 25, 2016, Perm); under the general editorship of T.M. Sigitova. – Perm : IP Sigitov T.M., 2016. – P. 21–29.

10. Kusov G.V., Savenok O.V. Modernization of the low-temperature separators at the Urenгой gas condensate field // Scientific journal of Science. Equipment. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House - South, 2016. – № 2. – P. 179–197.

11. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the gas treatment system at the Urengoykoye gas condensate field (on the example of UKPG-15) // Collection of scientific papers based on the materials of the All-Russian scientific-practical conference «Theoretical and applied research in the field of natural, humanities and technical sciences». (17 June 2016, Prokopyevsk). – Prokopyevsk, 2016. – P. 84–95.
12. Kusov G.V., Savenok O.V. Influence of the automation and control systems on the reliability of the gas collection, preparation and transportation systems // Collection of articles of the international research organization «Cognitio» based on the materials of the XII International scientific-practical conference «Actual problems of science of the XXI century» (July 31, 2016, Moscow). – M. : Cognitio International Research Organisation, 2016. – P. 45–48.
13. Kusov G.V., Bogatyrev V.S., Savenok O.V. Classification of failures and analysis of process oilfield equipment operation in the conditions of the Far North // Scientific and Technical Journal «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC «Editorial Board of «Oil. Gas. Innovations, 2016. – № 7/2016. – P. 64–68.
14. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of gas treatment efficiency at Unit 9 of the Yamburg oil and gas condensate field. Technological part // Scientific journal Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – № 3. – P. 40–51.
15. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of gas treatment efficiency at Unit 9 of the Yamburg oil and gas condensate field. Gas dehydration apparatuses modernization // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – № 3. – P. 52–72.
16. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the system of gas gathering and preparation of the Bovanenkovskoye field // Collection of articles of the scientific information center «Knowledge» on the materials of the XX International scientific-practical conference «Development of science in the XXI century». (13 December 2016, Kharkiv). – Kharkiv : scientific and information center «Knowledge». – Part 2. – P. 22–29.
17. Kusov G.V. Characteristics of the system of gas collection and preparation at Medvezhyi deposit // Journal «Scientific Forum. Siberia». – Tyumen: Rusarra LLC, 2016. – T. 2. – № 4. – P. 31–33.
18. Kusov G.V., Savenok O.V., Odundlami Kazim Alan. Gas Collection and Treatment System on the Example of Unit 13 of Urengoy Gas Condensate Field // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House - South, 2016. – № 4. – P. 120–133.
19. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. Estimation and ways of increasing the reliability of the systems of automation and control of oil and gas production // Gornyi information-analytical bullet-shadow (scientific and technical journal). – M. : Mining Book Publishing House, 2017. – № 1. – P. 127–132.
20. Kusov G.V. [et al.]. Analysis of Vyngayakhinskoye oil and gas field development // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 1. – P. 89–110.
21. Kusov G.V., Savenok O.V. Reconstruction of the Yuzhno-Yagunskoye oil field // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 133–141.
22. Kusov G.V., Savenok O.V., Kuaku Zebua Yves Emmanuel. Analysis of well production collection and preparation systems of the Bitemskoye field // Scientific journal of Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 3. – P. 169–188.
23. Nurmakova Z.I., Tretyak L.P. Modern approach to industrial safety with technogenic hydrate formation in gas production and gas transportation systems of the oil and gas industry // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. – P. 98–100.
24. Shesterikova R.E., Shesterikova A.A., Galanin I.A. Energy analysis of the impact of purification of gas from carbon dioxide on its transportation through the main gas pipelines // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. Chemical technology and ecology in oil and gas industry. – P. 74–77.
25. Shcherbatyuk Ya.V., Salnikov A.V. Investigation of the dynamics of efficiency of cleaning of small diameter pipe straps from asphalt and resin-paraffin deposits due to changes in the temperature regime of the solvent // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. Chemical Technology and Ecology in Oil and Gas Industry. – P. 78–82.
26. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6-11.

УДК 504.054 (073)

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РЫНКА НЕФТИ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ЕГО РАЗВИТИЯ В СОВРЕМЕННОМ МИРЕ

ANALYSIS OF THE STATE OF OIL MARKET AND POSSIBLE WAYS OF ITS DEVELOPMENT IN THE MODERN WORLD

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский
федеральный университет»
de_france@mail.ru

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный
технологический университет
larispv08@gmail.com

Аннотация. В статье проведён анализ состояния рынка нефти и возможные пути его развития в современном мире. Описана роль нефти в мировой экономике и особенности развития рынка нефти. Рассмотрена история становления и особенности развития Российского рынка нефти. Показано, что для развития нефтяной промышленности России необходимы значительные капиталовложения. В условиях современного переходного периода, когда национальный капитал относительно раздроблен и не имеет определённых стимулов к долгосрочным инвестициям в крупномасштабные проекты в реальном секторе экономики, большие надежды возлагаются на привлечение иностранных инвесторов для обеспечения не только притока капитала, но и внедрения новейших технологий. Приведены проблемы и перспективы развития рынка нефти.

Ключевые слова: роль нефти в мировой экономике; особенности развития рынка нефти; история становления Российского рынка нефти; особенности развития Российского рынка нефти; проблемы развития рынка нефти; перспективы развития рынка нефти; нефтяная промышленность России.

Kusov Gennady Vladimirovich

postgraduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Povarova Larisa Valeryevna

candidate of chemical sciences,
associate professor,
associate professor
of chemistry department
Kuban state technological university
larispv08@gmail.com

Annotation. The article analyzes the state of the oil market and possible ways of its development in the modern world. The role of oil in the world economy and features of the development of the oil market are described. The history of formation and features of development of the Russian oil market is considered. It is shown that significant capital investments are needed for the development of the Russian oil industry. In the current transition period, when the national capital is relatively fragmented and does not have any incentives for long-term investments in large-scale projects in the real sector of the economy, great hopes are placed on attracting foreign investors to ensure not only capital inflows but also the introduction of new technologies. Problems and prospects of development of the oil market are given.

Keywords: role of oil in the world economy; features of the development of the oil market; the history of the formation of the Russian oil market; features of the development of the Russian oil market; problems of development of the oil market; prospects for the development of the oil market; Russian oil industry.

Роль нефти в мировой экономике

В XX веке нефть получила название «чёрное золото». На данный момент без нефти невозможно успешное функционирование ни мировых транспортных связей, ни мировой экономики, ни мировой политики. Нефть была и остаётся одновременно и топливом для транспортных средств, и сырьём для электроэнергетики, и сырьём для химической промышленности. В этих условиях необходимо отметить ограниченность запасов нефти в мире и неравномерность их распределения. Так, более 65 % запасов сосредоточено в регионе Ближнего и Среднего Востока, в том числе в Саудовской Аравии 25,5 % общемировых запасов. Второе место по запасам нефти занимает Латинская Америка (без Мексики) – 8,6 %, третье – Африка, обладающая 7,3 %. На территории СНГ расположены месторождения, составляющие 6,3 % мировых запасов, из них 4,7 % принадлежат России.

Необходимо отметить, что себестоимость добычи нефти в разных странах не одинакова: в некоторых арабских странах она опускается ниже одного доллара за баррель, тогда как в России этот показатель гораздо выше. При этом рынок нефти в достаточной степени централизован и монополизирован.

Преимущества нефти с точки зрения тепловой ценности и лёгкости использования объясняют тот факт, что нефть моментально завоевала рынки развитых стран сразу же после Второй мировой войны. Борьба промышленно развитых стран за обладание нефтяными месторождениями и за беспрепятственную доставку «чёрного золота» началась в начале XX столетия.

Дорожный транспорт зависит от нефти на 98 %. Нефть составляет 36 % энергии, поглощаемой в мире, и производит 9 % электричества всей планеты.

Ожидается, что к 2020 году мировое потребление нефти возрастёт до 115 миллионов баррелей в день (в 2000 году оно составляло 77 миллионов баррелей в день) – повышение практически на 50 %.

В условиях, когда нефть стала основным видом энергетического сырья, возросло её экономическое и политическое значение в мире. Наличие собственных ресурсов нефти, возможность организовать экспорт нефти и нефтепродуктов позволяют различным государствам добиваться значительных успехов в экономическом и социальном развитии. Вместе с тем колебание мировых цен на нефть и конъюнктура на нефтяном рынке приводят к серьёзным изменениям в экономической политике как нефтедобывающих стран, так и государств, промышленность которых базируется на привозной нефти. Мировые цены на нефть в последние годы были нестабильными.

Нефтеприбыли играют ключевую роль в экономике стран-производителей нефти. В Саудовской Аравии нефтедобыча обеспечивает две трети национального дохода. Нефть нередко становилась причиной напряжённости в отношениях между странами-производителями и индустриальными гигантами Запада.

Особенности развития рынка нефти

Нефть была, есть и в обозримом будущем останется одним из ведущих источников первичной энергии, потребление которой неуклонно расширяется в связи с дальнейшим развитием мировой экономики. Одновременно растёт использование нефтепродуктов в качестве сырья для химической промышленности, что экономически более эффективно по сравнению с прямым энергетическим использованием углеводородов.

Нефть как сырьё является объективно исчерпаемым и невозобновляемым природным ресурсом. Существует значительная степень неопределённости относительно имеющихся геологических запасов нефти в мире, а также её количества, которое может быть реально извлечено из недр. Такого рода оценки существенно отличаются друг от друга в зависимости от мнения тех или иных экспертов и времени, когда эти исследования были осуществлены. Все оценки указывают на то, что мировые объёмы потенциально извлекаемых запасов нефти вполне достаточны для удовлетворения растущего спроса, по крайней мере, на 35–40 лет, и в обозримой перспективе серьёзного дефицита нефти на мировом рынке вследствие абсолютного истощения её запасов не предвидится. Разумеется, эти оценки не учитывают широкие возможности открытия новых крупных месторождений нефти, особенно в ещё слабоизученных районах мира и, в первую очередь, на морском шельфе. Не случайно то, что разведанные запасы нефти не только не сокращаются, но в последние годы имеют отчётливую тенденцию к росту.

Добыча нефти за период с конца 2005 по 2015 гг. составила порядка 320 млрд баррелей. В течение последующих 20 лет объём добычи нефти достигнет уже 700 млрд баррелей.

В настоящее время примерно 40 % добываемой нефти перерабатывается в моторное топливо для автомобилей. Тяжёлые нефтепродукты (мазут, битум и др.) – неизбежный побочный продукт при производстве бензинов и керосинов – активно используются для выработки тепловой электроэнергии. Кроме того, нефть большую роль играет в развитии химической промышленности – производстве пластмасс и других искусственных материалов, а также моторных масел и т.п.

Среди мировых рынков первичных энергоносителей рынок нефти – самый крупный и сформировавшийся. Столь крупные международные потоки нефти обусловлены тем, что основные центры потребления и добычи нефти географически не совпадают, поскольку почти все промышленно развитые страны, являясь главными потребителями нефти, не располагают её геологическими запасами, за исключением Великобритании и Норвегии. В настоящее время крупнейшими экспортёрами сырой нефти являются страны Ближнего и Среднего Востока, на которые приходится около 45 % мировых поставок жидкого топлива. Объём добычи нефти в РФ в 2017 году превысил 500 млн тонн и по прогнозам существенно не изменится в 2018 году.

На долю нефти приходится более 20 % суммарной стоимости экспорта всех развивающихся государств. При этом для ряда крупнейших мировых поставщиков нефти из этой группы её удельный вес в экспорте был всегда весьма существенным.

Нефть покупают более 118 государств и территорий, из которых 70 стран импортируют более 1 млн тонн в год каждая. Однако лишь 30 государств выступают сравнительно крупными покупателями нефти, ввозя ежегодно свыше 10 млн тонн в год каждая. Вместе с тем динамику спроса на нефть фактически формируют всего 10 промышленно развитых стран, каждая из которых закупает более 50 млн тонн в год. Список крупнейших покупателей нефти возглавляют США (21,6 % мирового импорта по количеству) и Япония (13,8 %). В него также входят страны Западной Европы (Германия, Италия, Франция, Испания и Великобритания), на долю которых суммарно приходится около 65 %, и два представителя новых индустриальных стран Азии – Республика Корея (4,6 %) и Сингапур (3,2 %).

Серьёзные сдвиги в мировых потоках нефти уже в среднесрочной перспективе могут быть обусловлены тем, что основное увеличение спроса ожидается со стороны стран Азии (особенно Китая и Индии), а основной прирост добычи – в странах Африки (Нигерия, Алжир) и России. В частности, в самое последнее время США рассматривают возможность масштабного импорта нефти из стран Африки. Аналогичная тенденция станет главной и в Западной Европе.

На мировом рынке в течение большей части XX века преобладали сделки с реальной нефтью, затем стали всё более практиковаться сделки на срок преимущественно с «бумажной» нефтью. В итоге к концу 80-х годов была сформирована, по существу, новая мировая система, базирующаяся на биржевой торговле нефтью и нефтепродуктами, обслуживаемая в основном тремя нефтяными биржевыми центрами (Нью-Йорк – NYMEX, Лондон – IPE, Сингапур – SIMEX). Работает она круглосуточно в режиме реального времени (когда закрывается биржа в Нью-Йорке, то открывается в Сингапуре, после закрытия которой, в свою очередь, открывается биржа в Лондоне и т.д.). Таким образом, мировой рынок нефти в конце прошлого и начале текущего столетия постепенно превратился в рынок преимущественно «финансовый» (торговля нефтяными контрактами) из рынка преимущественно «физического» (торговля непосредственно нефтью).

В настоящее время доля торговых операций с фактической поставкой нефти и нефтепродуктов составляет менее 5 % общего числа совершаемых на бирже сделок, а преобладающая часть (около 95 %) – это биржевые операции с бумажными контрактами. По большей части это чисто спекулятивные сделки и контракты по хеджированию (страхованию от ценовых рисков). В итоге общий масштаб биржевых операций по нефти часто не только многократно превышает уровни их фактически реальных сделок, но в ряде случаев во много раз больше реальных объёмов мировой торговли нефтью.

Важную роль в ценообразовании на современном мировом рынке нефти продолжает играть ОПЕК. Она была создана 10 сентября 1960 года, когда в Багдаде собрались представители пяти наиболее крупных нефтедобывающих государств (Ирака, Ирана, Кувейта, Венесуэлы и Саудовской Аравии) и подписали договор о создании ОПЕК, целью которой является защита интересов своих членов в условиях постоянно растущей конкуренции на мировом нефтяном рынке. В том году эти пять стран обеспечивали около 80 % мирового экспорта нефти. Сегодня этот показатель снизился до 60 %, однако количество стран-членов ОПЕК увеличилось, теперь туда входят ещё Алжир, ОАЭ, Оман, Катар, Индонезия, Ливия, Нигерия и в сумме они располагают 77 % миро-

вых природных запасов нефти и обеспечивают около 40 % нефтедобычи. За прошедшие более чем 55 лет своего существования эта организация, несомненно, стала самым влиятельным участником на мировом нефтяном рынке, от решений которой по сей день во многом зависит его текущая конъюнктура и перспективы развития.

Отношение к ОПЕК со стороны основных потребителей нефти – промышленно развитых стран на протяжении последних десятков лет менялось, причём кардинально. Вначале на Западе к ней отнеслись скептически, настороженно и даже весьма враждебно. Ведь формировалась эта организация во времена распада колониальных систем, перехода контроля над важнейшими источниками стратегического сырья от международных нефтяных монополий к национальным правительствам и компаниям. Постепенно авторитет ОПЕК существенно окреп, прежде всего, в борьбе с пресловутыми «семью сёстрами», ранее входившими в Международный нефтяной картель.

Мировой рынок нефти в целом характеризуется относительно высокой степенью концентрации и монополизации: на долю 24 крупнейших нефтяных компаний (12 добывающих и 12 перерабатывающих) в последние годы приходится около 61 % мировой добычи и 45 % – переработки нефти. Данный факт не случаен: гигантские по масштабам концентрации производства компании в данной области – не только историческое наследие. Немаловажно также то, что именно такие компании имеют несравненно больше возможностей для успешного осуществления необходимых крупномасштабных капиталовложений как за счёт собственных средств, так и за счёт привлечённого капитала. Можно утверждать, что сама специфика, в частности, поиска нефтяных месторождений, их разведки и последующей нефтедобычи требует от компаний всё большего укрупнения (которое, кстати, можно наблюдать в свете активно происходивших в последние два десятилетия крупных слияний и поглощений), поскольку в противном случае такие компании не в состоянии успешно поддерживать и далее расширять свой бизнес.

Результаты сравнительного анализа показывают, что самыми низкими являются затраты на добычу относительно легкодоступных запасов нефти в Саудовской Аравии, ОАЭ, Кувейте, а также других странах ближневосточного региона. Наиболее высокие затраты на добычу нефти в США, чуть ниже – в Великобритании, Норвегии и далее в России.

Россия как один из крупных независимых производителей нефти также играет заметную роль в формировании мировых цен на нефть. С одной стороны, наша страна, не являясь членом ОПЕК, остаётся независимым производителем и экспортёром нефти, но, с другой стороны, она, несомненно, заинтересована в сохранении стабильности и предсказуемости развития мирового нефтяного рынка, разумеется, во взаимодействии с другими крупными экспортёрами нефти. Диапазон цен, объявленный ОПЕК (22–28 долл. за баррель), является вполне приемлемым для России, так как он позволяет должным образом наполнять казну, а компаниям-производителям финансировать объём необходимых расходов для поддержания текущего уровня добычи в стране, а также стимулировать развитие нефтяного комплекса в целом.

Следует отметить, что Российская Федерация, оказывая серьёзное влияние на формирование и ценообразование на мировом нефтяном рынке, в то же время в огромной степени сама зависит от складывающейся конъюнктуры. По имеющимся оценкам, снижение стоимости 1 барреля нефти только на 1 долл. США в годовом исчислении приводит к потерям российского бюджета примерно в 1 млрд долл. Если учесть, что российский бюджет в настоящее время в значительной степени строится на доходах именно от сырьевого экспорта, то низкие цены на энергоносители могут сделать нереальным его выполнение.

История становления и особенности развития Российского рынка нефти

Серьёзное промышленное использование нефти как в мире, так и в России, началось с конца XIX века. Керосиновые лампы вызвали большой интерес к производству этого продукта, вырабатываемого за счёт перегонки нефти. Получаемый при этом бензин рассматривался как бесполезная примесь, от которой избавлялись разным об-

разом – сжигали, сливали в грунт. Наряду с США, одним из основных мировых производителей нефти стали нефтепромыслы в районе Баку, где о существовании её залежей было известно с древнейших времён. Кроме Баку к началу века нефть на территории России добывалась в районе Грозного и Эмбы.

Изобретение автомобиля вызвало резкий рост потребления нефтепродуктов во всём мире. В СССР кавказские месторождения нефти были основными её источниками, вплоть до конца 40-х годов. После войны центр тяжести нефтедобычи был перенесён на вновь открытые месторождения Центрального Поволжья и Камы. Татария, Башкирия, Куйбышевская область становятся основными нефтедобывающими регионами.

К середине 60-х годов крупнейшие мирового масштаба месторождения нефти были открыты в Западной Сибири. Их освоение шло очень интенсивно, и с 70-х годов вплоть до настоящего времени основной центр нефтедобычи в СССР, а затем и России находится в этом регионе. Название Тюмень стало прочно ассоциироваться с нефтью. Что верно только частично, поскольку на территории собственно Тюменской области нефти немного, а в основном она добывается в Ханты-Мансийском автономном округе, входящем в Тюменскую область.

Освоение месторождений Западной Сибири позволяло стремительно наращивать объёмы добычи. СССР достиг самого высокого в мире показателя – почти 600 млн тонн в год. Нефтяники Западной Сибири регулярно докладывали очередному съезду коммунистической партии о своих новых успехах в наращивании объёмов получения «чёрного золота». Разработка месторождений осуществлялась варварскими способами, ориентированными на повышение объёмов добычи любой ценой, в кратчайшие сроки, не обращая внимания на затраты и потери. Первые признаки того, что всё это сможет продолжать недолго, стали очевидны уже в 80-е годы.

После начала реализации экономических реформ в 1991 году добыча нефти стремительно пошла вниз и за несколько лет упала в 2 раза – до уровня 300 млн тонн в год, на котором и стабилизировалась в последние годы. Основные её объёмы по-прежнему извлекаются из недр Западной Сибири, всё в том же Ханты-Мансийском автономном округе, который, несмотря на его упорные попытки стать независимым субъектом РФ, все ещё находится в составе Тюменской области.

Большая часть российской нефти становится не конкурентоспособной при падении мировых цен ниже 15 долларов за баррель из-за огромных затрат на добычу и транспортировку. Разработка месторождений основных продавцов этого товара на мировом рынке – в странах Персидского залива (Саудовская Аравия, Кувейт, Объединённые Арабские эмираты, Ирак, Иран) будет приносить прибыль даже при уровне цен 2–3 доллара за баррель.

Считается, что разведанных запасов российской нефти при современном уровне её добычи хватит на 20 лет. Встречаются и более высокие оценки. Вместе с тем, по официальным заявлениям, все последние годы добыча нефти регулярно превышала прирост вновь разведанных за то же время запасов. Несмотря на циркулирующие в средствах массовой информации и заявлениях некоторых государственных деятелей мнения, что российские компании с большим запасом обеспечены разведанными месторождениями нефти, есть серьёзные основания полагать, что этот «оптимизм» весьма слабо подтверждён реальностью. Оценки обеспеченности раздуваются за счёт включения прогнозируемых запасов, игнорирования их технической и экономической доступности. Стандартные упоминания, что России принадлежит 10–15 % мировых запасов нефти, также заметно расходятся с мнением более серьёзных источников о том, что скорее речь может идти только 5 %.

Если говорить об основных компаниях, добывающих нефть, то самые большие по размеру прибыли компании: «Газпром», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Лукойл», «Татнефть», «Русснефть», «НОВАТЭК». Компании с ежегодным объёмом добычи 40–60 млн тонн в год – это «Лукойл», «Газпром нефть», «Сургутнефтегаз», при этом «Лукойл» стабильно и с отрывом находится на первом месте. По объёмам добычи нефти и разведанным запасам эти компании находятся в верхних десятках мировых рейтингов. Второй эшелон – «Татнефть», «Башнефть», «Русснефть», «Тюменская нефтяная компания» (ТНК), «Славнефть» и «Роснефть». Объёмы добычи этих компа-

ний порядка 10–25 млн тонн в год. Процесс укрупнения и вертикальной интеграции компаний российского нефтяного сектора продолжается. Более мелкие будут поглощаться более крупными (например, «Лукойл» только что проделал это в отношении КомиТЭК).

Основная часть российской нефти добывается на территории Ханты-Мансийского АО Тюменской области. Здесь активно действуют «Лукойл», «Сургутнефтегаз», «Славнефть», «ТНК». В заметных объёмах нефть добывается также в Татарии («Татнефть»), Башкирии («Башнефть») и Коми («Лукойл»).

Новые значительные районы нефтедобычи формируются в Ненецком АО (Архангельская область), на юге Эвенкии (Красноярский край), на шельфе у берегов Сахалина и северной части Каспийского моря. Однако освоение новых месторождений требует огромных затрат из-за их расположения на очень труднодоступных территориях. Сложный характер залежей требует использования новейших технологий и техники в основном зарубежного производства.

В отличие от довольно ограниченного числа основных регионов нефтедобычи (Ханты-Мансийский АО, Татария, Башкирия, Коми, Самарская область), география российской нефтепереработки гораздо более обширна. Крупные нефтеперерабатывающие заводы имеются в 15 регионах Российской Федерации. Как правило, они относятся к числу крупнейших промышленных производств этих регионов и играют важную роль в их экономической, а в последнее время все больше и внутривластной жизни. На западе Европейской части России – это Московская, Ярославская, Рязанская, Нижегородская, Самарская, Саратовская, Волгоградская, Пермская области, Татария и Башкирия. В Сибири и Дальнем Востоке – Омская, Иркутская, Томская области, Красноярский и Хабаровский края.

Из ежегодно добываемых 300 млн тонн нефти около 100–110 в сыром виде идёт на экспорт. С учётом вывозимых нефтепродуктов общий объём экспортируемой российской нефти превышает половину от её добычи. Для невозобновляемого природного ресурса, запасы которого в России весьма ограничены, это очень высокий показатель.

Основным потребителем являются страны Европейского сообщества.

Перекачанная из Западной Сибири по системе трубопроводов в Европейскую часть России нефть далее следует по нескольким направлениям. Часть её идёт по нефтепроводу «Дружба» на запад, в бывшие братские социалистические страны. Два других потока текут, один – в сторону Балтийского, другой – в сторону Чёрного моря. На Балтийском море основным пунктом перегрузки российской нефти на танкеры является латвийский порт Вентспилс. На Чёрном море это происходит в российском Новороссийске и украинской Одессе.

Магистральные трубопроводы, по которым прокачивается российская нефть, жёстко контролируются государственной монополией «Транснефть». Попытки достаточно мощных российских нефтяных компаний построить что-нибудь своё жёстко пресекаются. Более того, им приходится осуществлять дополнительные платежи, за счёт которых осуществляется реализация новых проектов «Транснефти».

Поставки железнодорожным транспортом гораздо менее жёстко привязаны к портам и трубопроводам, однако они более дорогостоящи и имеют ограничения по объёмам.

Активные разговоры середины 90-х об участии иностранных компаний в российских нефтяных проектах, общая стоимость которых исчислялась бы десятками миллиардов долларов, в основном никакими практическими действиями не завершились.

Реализуются несколько относительно небольших (по меркам нефтяного сектора) проектов, инвестиции в которые составили лишь сотни миллионов долларов. Более крупные вложения иностранные компании согласны осуществлять только на условиях соглашений о разделе продукции, правовую базу для которых российская государственная бюрократия уже много лет никак не может оформить до конца.

В настоящее время, пожалуй, единственным регионом, где осуществляются реальные крупные иностранные инвестиции в российский нефтяной сектор (а точнее – нефтегазовый) – это месторождения на шельфе Сахалина.

Проблемы и перспективы развития рынка нефти

Добыча нефти в мировой экономике за последнее десятилетие возросла. Ожидается, что в ближайшей перспективе нефтедобыча может расти в бассейнах Персидского залива, Каспийского моря, на Аляске, в ряде стран Африки, а в более отдалённом будущем – в Восточной Сибири.

Ожидается, что потребление нефти в мировой экономике в период до 2020 года будет расти в среднем на 1,5 % в год. Самые высокие темпы прироста ожидаются в странах, не относящихся к развитым (на 2,5 % в год), что обусловлено быстрым развитием там обрабатывающих отраслей промышленности и формированием современной инфраструктуры. В развитых странах потребление нефти будет расти на 0,7 % в год в основном для удовлетворения потребностей автомобильного и воздушного транспорта. С середины 80-х гг. отмечается всё более замедленный рост мирового спроса на нефть по сравнению с темпами развития мировой экономики в целом.

В начале XXI века в мире насчитывается примерно 700 нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) общей мощностью по первичной переработке в 3,7 млрд тонн, в том числе 50 % мощностей сосредоточено в развитых странах, 17 % – в странах с переходной экономикой и 33 % – в развивающихся странах. Такое соотношение сложилось потому, что считалось более выгодным ввозить сырую нефть и перерабатывать её на месте потребления.

На мировом рынке ежегодно реализуется около половины общего объёма добываемой нефти. Столь значительное вовлечение нефтяной промышленности в международные экономические связи обусловлено тем, что основные регионы добычи нефти и потребления нефти географически не совпадают, поскольку почти все развитые страны не располагают крупными геологическими запасами этого вида топлива.

Растёт доля трудноизвлекаемых запасов, требующих высоких затрат на освоение.

Проблема истощения нефтяных ресурсов особенно актуальна, поскольку они обеспечивают работу существенной части энергетического комплекса и дают весомую часть экспортной выручки.

В то же время разведанные месторождения расположены, как правило, в труднодоступных районах с неблагоприятным климатом. Освоение этих месторождений требует колоссальных вложений. Государство сейчас их обеспечить не может, компании в полной мере – тоже. Иностранный капитал, на который было столько надежд, до сих пор обеспечивал лишь 2 % общего объёма инвестиций в отрасль и пока не демонстрирует желания активизироваться. Виной тому и климатические, и внутривнутриполитические, и даже геополитические факторы. Американцы и англичане предпочитают миллиардные вложения в Азербайджан и более скромные, но значительные в новые казахстанские месторождения.

Проблема разработки месторождений комплексная, включая развитие сопутствующей инфраструктуры. Огромные территории Сибири и крайнего северо-востока европейской части, на которых обнаружена большая часть перспективных запасов, практически не освоены. Освоение якутских, камчатских и месторождений других дальних регионов при всей трудности создало бы условия для решения ежегодно возникающей проблемы северного завоза (так как именно топливо составляет его основную часть) и способствовало бы развитию других отраслей хозяйства.

Истощение природных ресурсов и в особенности нефти – проблема не только мировая, но и российская.

Повышение цен на нефть, необходимость отдавать сельскохозяйственные угодья под выращивание культур, которые являются сырьём для биотоплива, климатические изменения и утрата природных ресурсов – всё это, наложившись на рост населения Земли, вызовет беспрецедентный дефицит продовольствия.

Единственный способ избежать всемирного голода – спланированное и стремительное ограничение использования ископаемого топлива (нефти, угля и природного газа) и переход к более «натуральным» методам сельскохозяйственного производства, а также доставки продовольствия. Это будет означать возвращение к натуральному хозяйству, какого мы не видели уже 150 лет.

Изобилие продовольствия зависит от запасов невозобновляемого ископаемого топлива: они, во-первых, истощаются, и, во-вторых, при сгорании выделяют углекислый газ, вызывающий климатические изменения.

Истощение запасов нефти, спрос на альтернативный вид топлива (биологическое), деградация окружающей среды и экстремальные метеоявления, вызываемые климатическими изменениями, – всё это в комплексе создаёт огромные проблемы для производства продовольствия в мире.

Поскольку запасы нефти быстро истощаются, для достижения всего этого потребуются все ресурсы правительств национальных государств.

Объёмы транспортировки продовольствия придётся сократить, наладить сельскохозяйственное производство в городах и их окрестностях, а потребителям придётся жить поближе друг к другу.

Все эти тревожные тенденции усугубятся до такой степени, что потенциал Земли для поддержания жизни людей значительно уменьшится, причём, возможно, в большой мере необратимо.

К основным можно отнести и проблему ценообразования. Это касается, в первую очередь, как оценки фундаментальных факторов (баланса спроса и предложения), так и внебиржевых цен. Даже в случае бирж, хотя данные о ценах и объёме торгов общедоступны, состав участников и их позиции являются закрытой информацией. Кроме того, слишком большая зависимость мировых цен от котировок двух маркерных сортов в последнее время вызывает всё большую озабоченность. Непрозрачность и неэффективность рынка является одной из самых главных причин его высокой волатильности.

Перспективы развития рынка нефти

В 2016 году на нефтяном рынке произошла смена тенденций: период опасений по поводу чрезмерного сокращения предложения сменился усилением озабоченности по поводу замедления роста спроса на нефть. Цены на нефть (средний показатель Всемирного банка) возросли до 120 долларов США за баррель в результате сокращения на 1,3 млн баррелей в сутки поставок лёгкой, низкосернистой сырой нефти из Ливии и незначительных нарушений поставок нефти из других стран. Это происходило на фоне продолжительного периода уверенного спроса (рост на 2,3 млн баррелей в сутки или 2,6 % в первом квартале 2016 года и на 3 млн баррелей в сутки или 3,5 % во втором полугодии 2015 года). С тех пор цены снизились на фоне сокращения спроса, увеличения объёмов поставок и потери уверенности среди инвесторов в связи с опасениями по поводу дальнейшего ослабления мировой экономики.

Цены, достигнув уровня в 120 долларов США за баррель, начали оказывать влияние на конечный спрос в странах ОЭСР, главным образом, на потребление транспортного топлива, особенно в США, где спрос вновь сокращается. В то же время темпы мировой экономики замедлились, а рост мирового спроса на нефть во втором квартале 2016 года резко снизился на 0,6 млн баррелей в сутки или на 0,7 %; при этом в странах ОЭСР спрос на нефть сократился на 0,9 млн баррелей в сутки или на 2 %, а в странах, не входящих в ОЭСР, спрос увеличился на 1,5 млн баррелей в сутки или на 3,5 %.

В середине 2016 года нефтедобыча в странах ОПЕК увеличилась более чем на 1 млн баррелей в сутки преимущественно за счёт значительного увеличения в одностороннем порядке объёмов добычи в Саудовской Аравии. Помимо этого был отмечен рост добычи в ОАЭ, Анголе и Венесуэле. В середине июня состоялась встреча министров энергетики и нефти стран ОПЕК, однако они не смогли достичь договорённости об изменении плановых показателей добычи нефти и о путях восполнения дефицита ливийской нефти. Международное энергетическое агентство приняло ответные меры, объявив о возможном использовании 60 млн баррелей нефти из стратегических запасов, половина из которых была предоставлена в виде физических объёмов из Стратегического нефтяного резерва США. Несмотря на то, что основная доля из недостающих 30 млн баррелей была обеспечена за счёт смягчения требований к поддержанию запасов нефти в Европе и Японии, большая часть физического объёма нефти поступила на рынки в августе.

Основным событием в области ценообразования нефти стало существенное увеличение разницы в ценах на нефть марки WTI и Brent. Цена на нефть марки WTI (сырая нефть, добываемая во внутриконтинентальной части США) значительно снизилась на 27 долларов США за баррель или на 24 % по сравнению с ценой на нефть марки Brent, торгуемой на международных рынках (в прошлом цена на нефть марки WTI устанавливалась с небольшой премией за качество). Падение цен на нефть марки WTI обусловлено наращиванием запасов сырой нефти в среднеконтинентальной части США в связи с увеличением поставок из Канады и ростом добычи нефти из сланцев в Северной Дакоте.

Транспортировка нефти из среднеконтинентальной части США до побережья Мексиканского залива и на международные рынки ограничена, поэтому запасы нефти колеблются по мере сезонной загрузки нефтеперерабатывающих предприятий. В силу значительного дисконта цены на нефть марки WTI некоторый объём сырой нефти вывозится из региона железнодорожным и грузовым автотранспортом, в результате чего запасы нефти в среднеконтинентальной части США несколько снизились по сравнению с прошлыми более высокими уровнями.

В ближайшем будущем ожидается, что существенный дисконт на нефть марки WTI сохранится с тем, чтобы облегчить поставки сырой нефти альтернативными видами транспорта до тех пор, пока не будут построены новые трубопроводы, ведущие к Мексиканскому заливу США или из провинции Альберта к Тихоокеанскому побережью. Это также отразится и на российской нефти марки Urals.

Несмотря на ослабление спроса на нефть и избыток запасов в США, международные рынки нефти относительно стабильны. Запасы снизились примерно до пятилетних уровней, а поддержанию цен способствует сохраняющийся дефицит лёгкой ливийской нефти, нестабильность в других странах (например, в Нигерии), а также опасения по поводу дальнейших геополитических сбоев на рынке. На развивающихся рынках спрос остаётся уверенным, хотя и замедляется, особенно в Китае, а также в Саудовской Аравии и Латинской Америке. Кроме того, в связи с закрытием атомной электростанции в Японии спрос на нефть также возрос.

Резервные мощности в странах ОПЕК продолжают сокращаться. По данным МЭА, основные резервные мощности, расположенные в четырёх странах Персидского залива (Саудовской Аравии, Кувейте, Катаре и ОАЭ), составляют лишь 2,7 млн баррелей в сутки. Поскольку основную долю запасов составляет среднесернистая сырая нефть, восполнить дефицит лёгкой нефти будет сложно.

Подготовленный Всемирным банком прогноз цен на нефть был скорректирован в сторону снижения до 103,0 долларов США за баррель в 2011 году, до 94,7 долларов США за баррель в 2012 году и до 88,5 долларов США за баррель в 2015 году. Прогноз предполагал постепенное восстановление добычи нефти в Ливии, при этом, согласно базовому сценарию, объём добычи достигнет 1 млн баррелей в день к концу 2012 года. Что касается глобальных рисков, связанных с поставками, то они по-прежнему обусловлены дальнейшими геополитическими шоками, в том числе медленным и затяжным восстановлением в Ливии. С другой стороны, спрос подвержен рискам ухудшения ситуации в связи с замедлением темпов роста мировой экономики и сохранением высоких цен на нефть. Важнейшим залогом стабильности цен станет реакция стран ОПЕК на повышение или снижение спроса на добываемую ими нефть.

Согласно данным МЭА, ожидается, что мировой спрос на нефть увеличится на 1,2 млн баррелей в сутки или на 1,4 %, учитывая снижение спроса на 0,3 млн баррелей в сутки в странах-членах ОЭСР. Что касается 2018 года, то Агентство прогнозирует повышение спроса на 1,6 млн баррелей в сутки или 1,8 %, что почти соответствует тенденции роста и отражает увеличение спроса в странах, не входящих в ОЭСР. Учитывая текущее и прогнозируемое слабое состояние развитых экономик, спрос в странах ОЭСР может вновь сократиться в 2018 году, а рост мирового спроса на нефть будет аналогичен оценке 2017 года. Несмотря на ряд сбоев, поставки нефти странами, не входящими в ОПЕК, по-прежнему превосходят ожидания благодаря непрерывным крупным инвестициям в отрасль.

После того как нефть марки WTI перестала быть международным эталоном, марка Brent стала наиболее важным индикатором ценообразования сырой нефти – особенно для марки Urals, что имеет особое значение для России. Дисконт цены на нефть марки Urals к марке Brent существенно сократился, при этом цена на нефть марки Urals приблизилась к значению цены марки Brent. Такое изменение цен объясняется несколькими причинами. Темпы переработки сырой нефти в России увеличивались вдвое быстрее, чем темпы добычи сырой нефти, что привело к сокращению объёмов экспорта.

Кроме того, экспортные поставки в большей степени ориентированы на азиатские рынки и направляются через систему магистральных нефтепроводов «Восточная Сибирь – Тихий океан», в результате чего сокращаются поставки на средиземноморские и европейские рынки. Наконец, европейские нефтеперерабатывающие предприятия оснащают свои существующие мощности современным оборудованием для улучшения возможностей по переработке более тяжёлых сортов нефти. Такой переход на более тяжёлые сорта обусловлен дефицитом лёгкой нефти.

Ожидается, что к 2020 году разница в ценах между сортами Brent и WTI сократится ввиду ожидаемого строительства новых трубопроводов, ведущих к побережью Мексиканского залива США и тихоокеанскому побережью Канады. Вместе с тем, увеличение объёмов добычи сырой нефти в США и Канаде не позволит нефти марки WTI вновь стать эталоном. Ожидается, что цена на нефть марки Urals опустится ниже уровня марки Brent по мере возобновления добычи лёгкой нефти и удовлетворения спроса за счёт дополнительных поставок более тяжёлой сырой нефти из стран ОПЕК.

К настоящему времени разведанность запасов в европейских регионах России и Западной Сибири достигает 65–70 %, в то же время Восточная Сибирь и Дальний Восток освоены только на 6–8 %, а шельфы морей – лишь на 1 %. Именно на эти труднодоступные регионы (включая север Тюменской и Архангельской областей) приходится около 46 % перспективных и более 50 % прогнозных ресурсов нефти и около 80 % природного газа. В связи с этим очень важно не допустить развала геологических организаций и увеличить масштабы геологоразведочных работ на нефть и газ для создания прочной сырьевой базы в будущем. Необходимо довести геологоразведочные работы до объёмов, обеспечивающих в ближайшие несколько лет подготовку 400–500 млн тонн запасов нефти и до 1 трлн. куб. м газа с дальнейшим увеличением прироста запасов нефти до 600 млн тонн в год. По расчётам оправданный перспективный уровень добычи нефти в России – 310–350 млн тонн при различных уровнях цен на мировом рынке.

Основным поставщиком нефти в рассматриваемой перспективе остаётся Западно-Сибирский район, несмотря на снижение здесь уровней добычи. Отсюда традиционно нефть будет вывозиться в двух направлениях: на восток и запад. Поставка нефти в восточном направлении в перспективе начнёт снижаться за счёт ожидаемого роста добычи нефти в этих районах. Это позволит организовать транспорт нефти на НПЗ Дальнего Востока.

В западном направлении выделяются нефтедобывающие Уральский, Поволжский, Северо-Кавказский районы, потребности которых в нефти и нефтепродуктах увеличиваются. Хотя доля этих районов на российском рынке и в вывозе за рубеж продолжает уменьшаться, они по-прежнему будут играть активную роль. Наиболее перспективным районом по добыче нефти будет Север европейской части России.

В ближайшей перспективе намечаются работы по вовлечению в хозяйственный оборот новых месторождений нефти и газа полуострова Ямал, Западной Сибири и Восточной Сибири (Красноярский край и Иркутская область) и освоению месторождений нефти и газа, расположенных на континентальном шельфе, 70 % территории которого перспективны в нефтегазоносном отношении. Для освоения перспективных месторождений потребуются привлечение иностранного капитала. Так, в Западной Сибири американская компания «Амосо Corporation» будет участвовать в эксплуатации Приобского месторождения. На базе Ардалинского месторождения Тимано-Печорской провинции работает российско-американское предприятие. Благоприятны перспективы совместного освоения месторождений шельфовой зоны острова Сахалин с привлечением японского и американского капиталов.

Литература:

1. Аюров В.Д. Мировой рынок природных ресурсов. – М. : Издательство Московского государственного горного университета, 2007. – 103 с.
2. Бинатов Ю.Г., Пельменева А.А., Ушвицкий Л.И. Формирование и развитие локального рынка нефти и нефтепродуктов. – Ставрополь : СевКавГТУ, 2007. – 182 с.
3. Бобылев Ю.Н., Четвериков Д.Н. Факторы развития рынка нефти. – М. : ИЭПП, 2006. – 179 с.
4. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Дунаев В.Ф. [и др.]. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник. – М. : Нефть и газ, 2006. – 352 с.
6. Дэниел Ергин. Добыча: Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть. – М. : «Альпина Паблицер», 2011. – 960 с.
7. Донна Либ, Стивен Либ. Фактор нефти: как защитить себя и получить прибыль в период грядущего энергетического кризиса. – М. : «Вильямс», 2006. – 320 с.
8. Кусов Г.В., Савенок О.В. Нормативно-техническое регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений : сборник нормативных актов и документов для студентов вузов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2010. – Ч. 1. – 248 с.
9. Кусов Г.В., Савенок О.В. Нормативно-техническое регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений : сборник нормативных актов и документов для студентов вузов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2010. – Ч. 2. – 218 с.
10. Остальский А.В. Нефть: чудовище и сокровище. – СПб. : Амфора, 2009. – 256 с.
11. Рынок нефти и его развитие в современном мире. – URL : http://knowledge.allbest.ru/economy/2c0a65625a3bc69a4c53a89521216c27_0.html
12. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ методов и технологий промышленной разработки месторождений углеводородов сланцевых отложений // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 3. – С. 43–47.
13. Антипова О.В. Интеграционные процессы в нефтяном секторе России // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 5: Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки. – С. 121–123.
14. Арутюнов Т.В. Проблемы и перспективы импортозамещения в секторе реального производства // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 5: Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки. – С. 124–126.
15. Башкаева Е.А., Ионова М.С., Шарифуллина И.И. Инновационная составляющая структуры внешнеэкономической деятельности нефтегазовых предприятий в России // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 5: Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки. – С. 127–129.
16. Арутюнов Т.В. Влияние сланцевого газа на мировой энергетический рынок // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 7: Гуманитарные науки. – С. 149–157.
17. Кусов Г.В. Некоторые аспекты совершенствования законодательства о недропользовании // Сборник докладов 4-й Международной конференции «Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей» (29 сентября – 3 октября 2003 года, г. Анапа, Краснодарский край) / Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «НК «Роснефть-Термнефть», ОАО «РосНИПИ-термнефть». – Краснодар : Издательство «ЭДВИ», 2004. – С. 442–443.
18. Кусов Г.В., Савенок О.В. Правовые основы государственного контроля недропользования в нефтегазодобывающей промышленности // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2004. – Вып. 19. – С. 294–298.
19. Кусов Г.В., Савенок О.В. Ответственность Буровой компании за нарушение законодательства в сфере природопользования // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2005. – Вып. 21. – С. 93–95.
20. Кусов Г.В. Современные тенденции в развитии общественных отношений в сфере недропользования в России // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 5: Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки. – С. 209–212.

21. Кусов Г.В. Правовые аспекты экологической экспертизы проектов в Российской Федерации // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 207–230.

22. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Обзор по разработке месторождений битума и тяжёлой нефти в Нигерии // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 194–197.

23. Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 168–188.

24. Очередыко Т.Б., Галлаб Абдулмуаин Касем, Антониу Назариу. История добычи нефти в России // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 5: Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки. – С. 241–243.

25. Очередыко Т.Б., Алкаджи Махран, Воло Джулиана. Первые упоминания о способах добычи нефти и газа // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 5: Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки. – С. 244–251.

26. Поварова Л.В. Экологические риски, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 112–122.

27. Поварова Л.В., Кусов Г.В. Нормативно-техническое регулирование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 195–216.

28. Савенок О.В. [и др.]. Проблемы перехода малых и средних нефтяных компаний в крупный бизнес. Качественное различие малого, среднего и крупного бизнеса в нефтегазовой отрасли // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2017. – № 08 (132). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2017/08/pdf/61.pdf>

29. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11.

30. Savenok O.V., Kusov G.V., Barambonye Solange. Transition problems from small and medium oil companies into large business // Современная Россия: потенциал инновационных решений и стратегические векторы развития экономики: материалы Международной научно-практической конференции (7–8 ноября 2018 года, г. Краснодар); под ред. В.В. Прохоровой; ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Кафедра отраслевого и проектного менеджмента. Раздел 2: Тенденции и перспективы корпоративного управления в современной России. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – С. 185–192.

References:

1. Ayurov V.D. World Natural Resources Market. – M. : Moscow State Mining University Publishing House, 2007. – 103 p.

2. Binatov Yu.G., Pelmeneva A.A., Ushvitskiy L.I. Formation and development of the local oil and oil products market. – Stavropol : SevKavGTU, 2007. – 182 p.

3. Bobylev Yu.N., Chetverikov D.N. Oil market development factors. – M. : IEPP, 2006. – 179 p.

4. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011. – 603 p.

5. Dunaev V.F. [et al.]. Economics of oil and gas industry enterprises: textbook. – M.: Oil and gas, 2006. – 352 p.

6. Daniel Yergin. Production: World history of the struggle for oil, money and power. – M. : «Alpina Publisher», 2011. – 960 p.

7. Donna Leeb, Stephen Leeb. Oil Factor: How to Protect Yourself and Make Profit in the Period of the Coming Energy Crisis. – M. : Williams, 2006. – 320 p.

8. Kusov G.V., Savenok O.V. Regulatory and technical regulation of oil and gas field development: collection of regulations and documents for university students. – Krasnodar : Publishing House – South, 2010. – Part 1. – 248 p.

9. Kusov G.V., Savenok O.V. Normative and technical regulation of the oil and gas fields development : collection of normative acts and documents for the students of higher educational institutions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2010. – Part 2. – 218 p.
10. Other A.V. Oil: monster and treasure. – St. Petersburg : monster and treasure. Amphora, 2009. – 256 p.
11. Oil market and its development in the modern world. – URL : http://knowledge.allbest.ru/economy/2c0a65625a3bc69a4c53a89521216c27_0.html
12. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Analysis of methods and technologies of commercial development of hydrocarbon deposits of shale deposits // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – № 3. – P. 43–47.
13. Antipova O.V. Integration processes in the oil sector of Russia // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 5: Electrical equipment in the oil and gas industry. Humanities. – P. 121–123.
14. Arutyunov T.V. Problems and prospects of import substitution in the sector of real production // Bulatovskie readings: materials of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 5: Electrical equipment in the oil and gas industry. Humanities. – P. 124–126.
15. Bashkayeva E.A., Ionova M.S., Sharifullina I.I. Innovative component of the structure of foreign economic activity of oil and gas companies in Russia // Bulatov Readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 5: Electrical equipment in the oil and gas industry. Gumanitary sciences. – P. 127–129.
16. Arutyunov T.V. Influence of shale gas on the world energy market // Bulatov Readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 7: Humanities. – P. 149–157.
17. Kusov G.V. Some aspects of improvement of the legislation on subsoil use // Proceedings of the 4th International Conference «Development and production of hard-to-recover and high-viscosity oils» (September 29 – October 3, 2003, Anapa, Krasnodar Territory) / Oil Company «Rosneft», OJSC «Oil Company «Rosneft-Termneft», OJSC «RosNIPI-Termneft». – Krasnodar : Edwi Publishing House, 2004. – P. 442–443.
18. Kusov G.V., Savenok O.V. Legal bases of the state control of subsoil use in the oil and gas industry // Collection of scientific papers «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : RMS of the Russian Federation, 2004. – Issue. 19. – P. 294–298.
19. Kusov G.V., Savenok O.V. The responsibility of the Drilling Company for the violation of the legislation in the sphere of natural resources management // Collection of the scientific papers «Hypotheses, search, prognoses». – Krasnodar : RMS of the Russian Federation, 2005. – Issue. 21. – P. 93–95.
20. Kusov G.V. Modern tendencies in the development of public relations in the field of subsoil use in Russia // Bulatovskie readings: materials of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 5: Electrical equipment in the oil and gas industry. Humanities. – P. 209–212.
21. Kusov G.V. Legal aspects of environmental expertise of projects in the Russian Federation // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 207–230.
22. Nevizug-B. Leyi Kluvert, Savenok O.V. Review of bitumen and heavy oil field development in Nigeria // Bulatov Readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 194–197.
23. Novizug-B. Leiya Kluvert. Analysis of methods of high-viscosity oil and natural bitumen fields development // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 1. – P. 168–188.
24. Ochered'ko T.B., Gallab Abdulmuayin Kasem, Antonio Nazariu. History of oil production in Russia // Bulatovskie readings: materials of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 5: Electrical equipment in the oil and gas industry. Humanities. – P. 241–243.

25. Ochered'ko T.B., Alkaji Mahran, Volo Juliana. First mentions about methods of oil and gas production // Bulatovskie readings: materials of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 5: Electrical equipment in the oil and gas industry. Humanities. – P. 244–251.

26. Povarova L.V. Environmental risks associated with the exploitation of oil fields // Scientific Journal of Science. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 2. – P. 112–122.

27. Povarova L.V., Kusov G.V. Normative and technical regulation of environmental safety in the oil and gas industry // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 4. – P. 195–216.

28. Savenok O.V. [et al.]. Problems of transition of small and medium oil companies to big business. Qualitative difference between small, medium and large business in the oil and gas industry // Political network electronic scientific journal of the Kuban State Agrarian University (Scientific journal of Kuban State Agrarian University). – Krasnodar : Kuban State Agrarian University, 2017. – № 08 (132). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2017/08/pdf/61.pdf>

29. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11.

30. Savenok O.V., Kusov G.V., Barambonye Solange. Transition problems from small and medium oil companies into large business // Modern Russia: potential of innovative solutions and strategic vectors of economic development: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference (November 7–8, 2018, Krasnodar); edited by V.V. Prokhorovoy; FSBEI Kuban State Technological University, Department of Industrial and Project Management. Section 2: Trends and prospects of corporate governance in modern Russia. – Krasnodar: Publishing House – South, 2018. – P. 185–192.

УДК 622.243.24

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

TELEMETRY TRACKING WHEN DRILLING HORIZONTAL WELLS

Мостовой Владислав Алексеевич

оператор по добыче нефти и газа 5 разряда,
ООО «РН-Северная нефть»
vlad11pk@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

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

Аннотация. В статье рассматривается привлечение сервисной компании с применением телесистемы «Geolink Orienteer» с блоками инклинометрии, гамма-каротажа, резистивиметрии и датчиком вибрации для оказания услуг по высокоточному бурению и геонавигации, что позволит отказаться от ряда каротажей (в частности, каротаж на трубах с использованием комплекса АМК «Горизонт», проводимый при превышении зенитного угла в скважине 45 градусов), обеспечить заданную точность проводки скважины, добиться увеличения скоростей бурения и избежать исправлений ствола скважины (при непопадании в заданную точку или самопроизвольном уводе по азимуту). Телеметрическая система позволяет непрерывно контролировать угол наклона и угол установки отклоняющей компоновки в процессе бурения. Это снижает затраты времени на ориентирование инструмента и инклинометрические исследования.

Ключевые слова: телеметрическое сопровождение; бурение горизонтальных скважин; задачи скважинных измерений телесистемами; телеметрическая система «Orienteer» с гидравлическим каналом связи; разновидности телеметрической системы «Orienteer»; параметры телесистемы «Orienteer»; каротаж в процессе бурения.

Mostovoy Vladislav Alekseyevich

oil and gas production operator
of the 5th category,
LLC «RN-North Oil»
vlad11pk@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

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

Annotation. The article discusses the involvement of a service company using the «Geolink Orienteer» telesystem with inclinometry blocks, gamma-ray logging, resistivity measurement and a vibration sensor for providing high-precision drilling and geo-navigation services, which will allow to abandon a number of logging (in particular, logging on pipes using the AMK «Horizon», carried out when the zenith angle in the well exceeds 45 degrees), to ensure the specified accuracy of the well installation, to achieve an increase in drilling speeds and to avoid corrections of the wellbore (in case of missing at a given point or spontaneous displacement in azimuth). The telemetry system allows you to continuously control the angle of inclination and the angle of installation of the deflecting arrangement during the drilling process. This reduces the time spent on tool orientation and inclinometric studies.

Keywords: telemetry support; horizontal drilling; tasks of downhole measurements by telesystems; telemetric system «Orienteer» with a hydraulic communication channel; the Orienteer telemetry system; parameters of the «Orienteer» telesystem; logging while drilling.

Для разработки месторождений нефти и газа в настоящее время стал интенсивно развиваться способ разбуривания отдельных участков продуктивных залежей системами горизонтальных скважин (ГС). Общеизвестно, что без достоверной информации нельзя качественно провести ствол по заданной траектории и при этом необходимо учитывать, что для навигационного сопровождения бурящихся горизонтальных скважин необходимы технические средства и технологические приёмы, коренным образом отличающиеся от традиционно используемых при бурении вертикальных скважин.

Практика строительства ГС в России и за рубежом показывает, что универсальные способы их наведения в проектную цель не существует. Выбор точности применяемого технического средства во многом зависит от толщины пласта, типа залежи; диаметр и гибкость его – от минимального радиуса кривизны, диаметра породоразрушающего инструмента и типа скважины; измеряемые параметры – от поставленных геолого-технологических задач.

Вместе с тем, на основе практики и опыта можно достаточно чётко сформулировать главную задачу и общие требования к забойным навигационным системам.

Основную задачу любой навигационной системы можно сформулировать как постоянный контроль за соблюдением запланированной траектории и сохранение положения долота внутри выбранного «коридора», проходящего по простиранию в пределах вскрываемого пласта-коллектора. Именно эта задача обуславливает главные технические требования к забойным навигационным системам, которые должны обеспечивать:

- точность, необходимую для решения поставленных задач;
- получение информации в реальном либо псевдореальном времени (время, при котором произошедшие изменения не могут значительно повлиять на заданные параметры);
- проходимость по стволу сложной конфигурации, гибкость;
- привязку текущих координат к конкретной геологической ситуации (геологическим реперам, маркерам);
- привязку данных по глубине;
- нахождение точки записи в непосредственной близости от забоя;
- сохранение информации при нарушениях работы канала связи и других осложнениях;
- оперативность и наглядность информации.

Задачи скважинных измерений телесистемами

Задачи скважинных измерений системами, использующими каналы связи забой – устье, можно разбить на три основные группы:

- 1) оперативный технологический контроль за режимом бурения скважин с целью его оптимизации;
- 2) контроль направления бурения скважин с целью управления процессом направленного бурения по заданной траектории;
- 3) литологическое расчленение геологического разреза скважины, исследование параметров пластов, не искаженных проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, выделение пластов-коллекторов, прогнозирование зон аномальных пластовых давлений.

Имея с забоя данные о частоте вращения долота и истинной осевой нагрузке на долото, можно поддерживать режим таким образом, чтобы обеспечивалась максимальная механическая скорость проходки, следить за износом долота, не допуская критических режимов его работы.

В связи с все возрастающими объемами кустового, направленного и горизонтального бурения (в том числе для охраны окружающей среды), весьма актуальной становится проблема контроля за направлением ствола скважины в процессе её бурения, проблема возможности управления этим процессом по намеченной программе. Комплекс измерительных датчиков контроля направления ствола скважины должен состоять из датчиков измерения угла наклона скважины, её азимута. Для управления процессом направленного бурения измерительную систему оборудуют также датчиком положения отклонителя. Описанные две группы датчиков могут быть объединены в одной телеизмерительной системе для оптимизации процесса бурения скважин наклонно-направленного и горизонтального бурения.

В ряде случаев целесообразно в качестве дополнительной информации с забоя иметь данные о расходе промывочной жидкости с целью определения герметичности замковых соединений бурильного инструмента, изучения режима очистки забоя от шлама; целесообразно также измерять температуру на забое с целью изучения теплового режима бурения скважины.

Очень информативным параметром бурения является вибрация бурильного инструмента. Она характеризует как процесс разрушения горных пород, так и свойства разбуриваемых пластов (упругие характеристики, литологический состав и др.).

Измерение геофизических параметров в процессе бурения скважин позволяет получить сведения о литологическом составе и удельных электрических сопротивлениях пластов, не затронутых проникновением фильтрата промывочной жидкости в

пласт, что даёт возможность надёжно выделять продуктивные горизонты, исключая их пропуск, а по изменению характеристик пластов – прогнозировать приближение зон аномально высокого или аномально низкого пластовых давлений, границ продуктивного пласта. Кроме того, наличие в измерительном комплексе геофизических зондов различной глубинности обеспечивает возможность измерений параметров пластов с целью изучения динамики образования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в призабойной зоне.

Измерение естественной радиоактивности горных пород, окружающих скважину, как правило, даёт возможность провести литологическое расчленение разреза и в комплексе с электрическими характеристиками пласта – выделять границы пласта, расчленять разрез на отдельные пропластки. Как правило, контроль режима бурения осуществляется станцией геолого-технологических исследований по показаниям наземных датчиков. К ним относятся: измерение механической скорости бурения, веса на крюке, расхода промывочной жидкости и давления на стояке, газовый и люминесцентный и др. каротаж.

Данные геофизических исследований, полученные в процессе бурения могут служить в большинстве скважин надёжным критерием интерпретации результатов с целью дальнейшего планирования работ на скважине (опробования объектов, отбора керна и др.). В этих случаях комплекс ГИС, проводимый аппаратурой на кабеле, может быть сокращён, соответственно уменьшено время на задалживание скважин для проведения ГИС.

Объединение перечисленных комплексов в единую телеизмерительную систему требует передачи большого объёма информации и может быть реализовано только с каналом, обладающим высокой пропускной способностью.

Характерной особенностью телеизмерительных систем в процессе бурения является то, что выход из строя любого блока скважинной аппаратуры приводит к потере информации до конца рейса и требует извлечения глубинного прибора на земную поверхность для восстановления его работоспособности.

Повышенные вибрации, воздействие агрессивной и абразивной среды, удары, механические нагрузки на сжатие и растяжение, кручение, повышенные давление и температура – требуют разработки специальных мер защиты, применения износостойких высокопрочных материалов, прочных покрытий.

Учёт специфических требований к скважинным информационно-измерительным системам различного назначения позволяет обеспечить необходимую надёжность систем, продлить срок их эксплуатации в скважинных условиях. Особое значение имеет надёжная работа при значительных вибрациях и механических нагрузках.

Таким образом, комплекс скважинных измерений в процессе бурения (скорости вращения режущего инструмента – долота, осевой нагрузки и крутящего момента, вибрации долота, расхода и температуры промывочной жидкости, угловых параметров траектории) определяет технологический режим бурения, его оптимальность.

Регистрация естественной радиоактивности горных пород, измерение акустических и электрических свойств окружающих скважину горных пород в процессе бурения обеспечивают литологическое расчленение геологического разреза, определение насыщенности пласта, выделение зон аномальных пластовых давлений, пеленгации границ продуктивного пласта на наклонных пологих и горизонтальных участках бурения нефтегазовых скважин.

Телеметрическая система «Orienteer» с гидравлическим каналом связи

Устройство и модули телесистемы

Телесистема «Geolink Orienteer» позволяет гибко и мобильно осуществлять все задачи по точной проводке скважины, используя различные блок-модули телесистемы, подбираемые в зависимости от целей бурения.

Для передачи информации используется изменение давления бурового раствора в бурильной колонне, которое регистрируется датчиками давления, преобразуется в электрический сигнал и передается в наземную систему регистрации. Изменение дав-

ления производится электроникой на короткое время, и полученные импульсы бурового раствора являются носителем информации. Телеметрическая система «Geolink» (рис. 1) использует отрицательные импульсы бурового раствора посредством сброса его части через клапан передатчика в затрубное пространство. Система построена таким образом, что, имея автономное батарейное питание, производит полное измерение всех параметров при выключенных насосах, а затем передаёт их после подачи давления. В режиме бурения производится измерение только положения отклонителя. Для экономии батарейного питания имеется возможность переходить в режим, при котором посылается только минимум информации.



Рисунок 1 – Скважинный прибор в сборе

Узел передатчика (рис. 2) (его ещё называют пульсатором) генерирует импульсы бурового раствора для передачи данных из скважины на поверхность. Импульсы создаются путём регулировки открытия и закрытия клапана внутри передатчика, позволяя малому количеству бурового раствора пройти изнутри бурильной колонны в затрубное пространство ствола, минуя долото. Этим создаётся малая потеря давления внутри бурильной колонны, которая улавливается на поверхности как незначительное падение давления на стояке. Это называется телеметрией негативного импульса.



Рисунок 2 – Схема работы передатчика (пульсатора)

В передатчике также имеется реле давления, способное обнаруживать, включены или выключены насосы бурового раствора. Это реле используется для управления функциями колонны прибора. Узел источника питания имеет мощные литиевые титан-хлоридные батареи, поставляющие питание на всю скважинную компоновку. Имеется возможность дополнительного подключения узла источника питания ниже узла для предоставления достаточного питания при более длительных ходах прибора. Регулятор питания исполнительного механизма регулирует период между открытиями клапана передатчика и длину импульса в соответствии с инструкциями, получаемыми с узла электроники ГИС. Это позволяет преобразовать передачу данных из скважины на поверхность в виде кодированной последовательности импульсов давления (рис. 3).

Узел электроники для геофизических исследований имеет стандартные трёхосные магнетометры и акселерометры для замера наклона (0–180 град), азимута (0–360 град) и положения передней поверхности прибора (0–360 град) – отклонителя. Эта секция также имеет микропроцессор, связанный с реле давления передатчика, регулирующего все функции прибора.

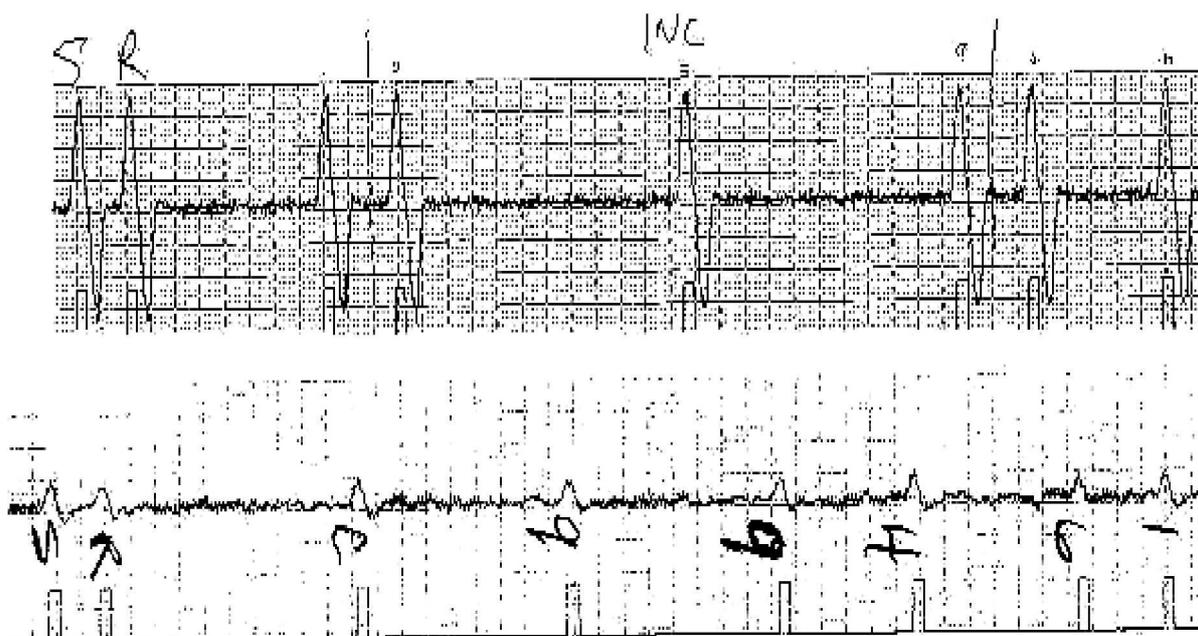


Рисунок 3 – Диаграмма импульсов, получаемая на поверхности

Точную нужную последовательность импульса данных можно задать с поверхности путём цикличной работы насосов бурового раствора в заданном режиме. Путём включения/выключения насосов бурового раствора в заданной последовательности оператор может выбрать тип и разрешающую способность передаваемых данных, например:

- просчитанные или сырые данные съёмки;
- скоростную или стандартную актуализацию данных по передней поверхности прибора;
- передача данных по передней поверхности прибора включена / выключена;
- гамма модуль работает / не работает.

Инклинометрический модуль телесистемы (рис. 4 и 5) устанавливается внизу телесистемы (если не используется Гамма модуль) и имеет блок датчиков – стандартные трёхосные магнетометры и акселерометры, а также электронику управления, позволяющие производить полную инклинометрию и регулировку направления в полном диапазоне наклона 0–180 градусов.

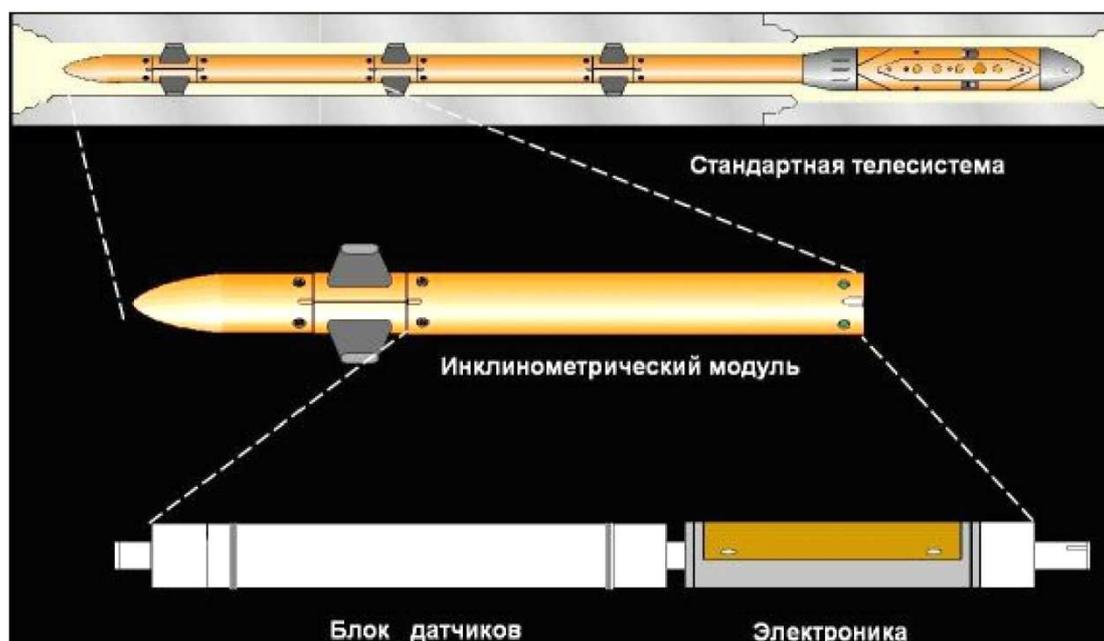


Рисунок 4 – Инклинометрический модуль телесистемы



Рисунок 5 – Инклинометрический модуль в корпусе и отдельно

Прибор программируем как с поверхности, так и в скважине с целью обеспечения следующих характеристик:

1. Возможность полной инклинометрии, причём можно выбирать режим передачи данных: просчитанные данные или сырые. Сырые данные передаются, если применяется корректировка на магнитные помехи буровой колонны или иную близость датчиков к магнитным массам.

2. Передачу параметров качества съёмки, таких как температура и локальное магнитное поле.

3. Выбор стандартной или скоростной актуализации данных положения передней поверхности прибора. При скоростном режиме прибор записывает скорость изменения положения передней поверхности и автоматически регулирует скорость актуализации данных соответствующим образом. Таким образом, данные по передней части прибора передаются каждые несколько секунд при установке режима, а когда установка произведена, прибор переходит на режим экономии энергии, пока вариации положения передней части прибора не выйдут за рамки установленных ограничений.

4. Автоматическое переключение между актуализацией данных по магнитному и гравитационному положению передней части прибора.

Прибор устанавливается на переход от магнитного режима обчёта на гравитационный, когда наклонение колонны превышает заранее заданное значение (по умолчанию это 3 градуса наклона).

Наземная система (рис. 6) преобразовывает информацию из скважины и выдаёт данные на дисплей в виде азимута, наклонения и положения передней поверхности прибора:



Рисунок 6 – Модули наземного оборудования телесистемы

Инженер по MWD может выбирать между обычным текстуальным дисплеем последней съёмки и информацией об изменении направления, или выбрать графический дисплей, также показывающий данные гамма-каротажа, при наличии такого варианта.

Бурильщик направленного бурения имеет дисплей на буровой установке, показывающий последнюю съёмку, а также информацию о предыдущих изменениях направления. Данные съёмки обрабатываются с целью просчёта имеющихся на данный момент координат и истинной вертикальной глубины и заносятся в базу данных. Данные съёмки можно хранить в формате ASCII или в обычном формате базы данных (DBF) для передачи на другие компьютерные программы по направленному бурению. Информация о предыдущих положениях передней части прибора сохраняется в файле каротажа для последующего анализа, если таковой необходим.

Основные модули наземной системы следующие:

Блок сопряжения системы (SIB) является сердцем системы. Это мультиплексное приспособление, обрабатывающее сырой сигнал со скважинного прибора и направляющее информацию на ряд периферийных устройств системы и от них, а также на портативный ПК. Он имеет устройство двойной фильтрации и выделения полезного сигнала и искробезопасную защиту для датчика давления на стояке и дисплея на буровой установке. Датчики ходов насосов позволяют SIB отсеять шумы и наводки на сигнал вследствие работы насосов. Этим достигается правильная детекция и превосходная распознаваемость сигнала пульсации от передатчика. Вывод сигнала происходит на дисплей компьютера и посредством термального ленточного самописца SIB, а его настройки регулируются с ручного терминала.

Портативный ПК – это основное устройство системы для регулировки и вывода на дисплей. Оно получает поток данных с прибора от SIB и преобразовывает импульсы информации в значимые цифры. Он также получает информацию по прослеживанию глубины от DTU (узел прослеживания глубины), если ведётся гамма-каротаж. Съёмка и другая информация показывается на дисплее и записываются на жёсткий диск по мере их отбора. После этого данные съёмки и положения передней части прибора передаются (через SIB) на дисплей буровой установки (RFD). С целью обеспечения подачи распечатки последовательности импульсов сигнала и обработанных данных к ПК обычно подсоединён простой принтер. Если осуществляется гамма-каротаж, гамма-данные обычно обрабатываются на дополнительном автономном портативном ПК и предоставляются в форме графика на термальном безостановочном самописце (на бумаге или плёнке). Дисплей на буровой установке (RFD) обеспечивает бурильщику возможность контроля за съёмкой и данными положения передней поверхности, получаемыми с инклинометрического прибора и каротажей и, таким образом, регулировать параметры бурения с целью изменения траектории скважины в нужном направлении.

Разновидности телесистем «Orienteer»

Уникальностью телеметрических систем компании «Geolink» является то, что с помощью единого передатчика стандартной системы можно вести работы во всех основных размерах КНБК, от самых больших (241 мм) и до минимальных наружных диаметров. На рисунке 7 показан стандартный передатчик, поскольку все остальные части подземного оборудования телесистем идентичны. Такая стандартная телесистема используется в большинстве случаев бурения и является классической.



Рисунок 7 – Стандартный передатчик для КНБК Ø 120,6–241,3 мм

С помощью простой смены необходимого передатчика и изменения специального немагнитного УБТ (посадочного устройства, переводника) другого диаметра можно подсоединять одну и ту же колонну забойного прибора для использования в компоновках диаметром:

- 89 мм – ультратонкая;
- 73 мм – супертонкая.

Ультратонкая Ultra-Slim (наружный диаметр – 89 мм / 3,5 дюйма) (рис. 8) телеметрическая система «Orienteer» разработана для удовлетворения особых требований постоянно развивающегося сектора бурения малогабаритных скважин.



Рисунок 8 – Ультратонкая система

Основными характеристиками системы являются:

1. Кроме специального передатчика (он показан на рис. 9) эта система использует секции прибора «Orienteer» стандартного размера, т.е. такие же, как и в Стандартной телесистеме. Поэтому нет надобности в приобретении дополнительных приборов. Для сборки нужно лишь заменить передатчик, а все остальные компоненты (преобразователь питания, батареи, инклинометрию, гамма-модуль (если он используется)) поместить в немагнитное УБТ такого же диаметра.

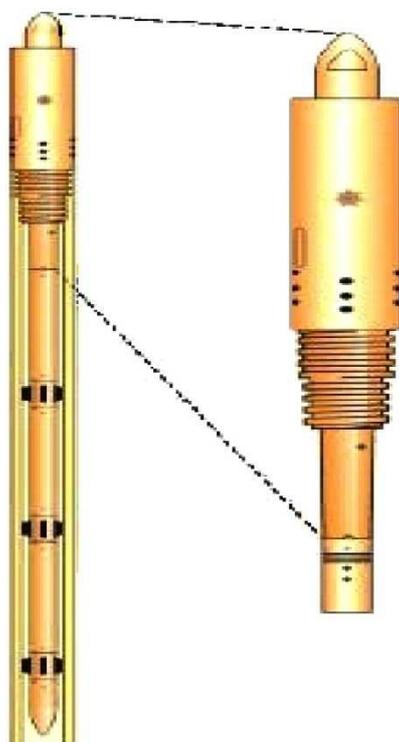


Рисунок 9 – Ультратонкая система в сборе

2. Наземная система используется та же, как и для Стандартной телесистемы.
3. Общий наружный диаметр 89 мм. Нет высадок или специальных стабилизаторов.
4. Передатчик выполнен вместе с немагнитным переводником в одном корпусе специально в целях экономии места и получения такого диаметра.
5. Внутренние соединения с немагнитным УБТ – специальная высокопрочная конструкция двухходовых резьб компании «Geolink». Переводники поставляются с холостыми окончаниями, что позволяет заказчику вырезать форму для соединения по своему выбору.
6. УБТ и переводники изготовлены из бериллиевой меди, что обеспечивает высокую прочность на растяжение и скручивание, необходимую при бурении.
7. Система достаточно гибка для использования при бурении в коротком радиусе. Она рассчитана на искривление до 3,3 градус/метр (1 градус/ фут) при скольжении и на 1,65 градус/метр (0,5 градуса/фут) при вращении.

Супертонкая телесистема Ultra-Lite (наружный диаметр – 73 мм / 2 7/8 дюйма) (рис. 10) была разработана в ответ на возрастающие требования клиентов для использования в крайне узких условиях направленного бурения и навигации, а также для простоты перевозки и лёгкости обслуживания.

Этот вариант телесистемы удобно использовать в условиях колтюбинга.



Рисунок 10 – Супертонкая телесистема

Как и в Ультратонкой телесистеме, Супертонкий передатчик является лишь передающим дополнением и соединяется с остальными компонентами от Стандартной телесистемы «Orienteer». При этом потребляется приблизительно на 30 % меньше энергии батарей по сравнению со Стандартной системой, а значит, срок использования комплекта батарей существенно увеличивается.

Для крепления передатчика к немагнитному УБТ были разработаны уникальные специальные резьбы «Geolink», которые были протестированы на усилие крутящего момента до 12,200 Н/метр и до 400 атмосфер дифференциального давления.

Проектирование Супертонкого передатчика позволяет быстрое и простое обслуживание прямо на буровом участке, таким образом сокращается необходимое время и уменьшаются общие затраты.

Главные особенности Супертонкой системы:

- наружный и внутренний диаметры (73х55 мм);
- очень низкое энергопотребление (срок службы батареи, как правило, > 1000 часов (зависит от выбранного режима использования));
- использование датчиков и батарей Стандартной телесистемы – модульное подключение (Инклинометрия и Гамма);
- способность работать в условиях интенсивного искривления (до 3,3 градуса/метр (1 градус/фут) при скольжении и на 1,65 градуса/метр (0,5 градуса/фут) при вращении);
- короткая полная длина инструмента (7–9 м);
- рабочие пределы перепадов давления на телесистеме – 24–207 атмосфер.

Параметры телесистемы «Orienteer»

Максимальное гидростатическое давление:

- 1020 атмосфер для стандартного исполнения;
- 1360 атмосфер для высокопорного исполнения.

Уровень дифференциального давления ниже телесистемы должен находиться в пределах 20–272 атмосфер для обеспечения оптимальной детекции пульсов при передаче данных по исследованиям на поверхность.

Длина телесистемы составляет от 4,5 м внутри УБТ для стандартной инклинометрической системы (без гамма-каротажа) до 8,0 м (при использовании гамма-каротажа плюс двойные батареи). Вариации телесистем располагаются в немагнитных УБТ (в стандартной телесистеме – это, как правило, длина 9–10 м).

Рекомендуемое содержание песка – до 0,5 % при максимальном потоке бурового раствора. Больше содержание песка возможно при меньшем операционном времени либо при меньшем потоке раствора, но это приводит к более скорому износу и требует частого обслуживания и замены гидравлических деталей.

Рабочая температура – до + 150 °С. На поверхности система использовалась при – 50 °С мороза.

Максимальные ударные нагрузки: до 1000 г / 0,5 миллисекунд.

Максимальные вибрационные нагрузки:

- разнонаправленные – до 20 г при частотах 30–300 Hz;
- однонаправленные – до 30 г при частотах 50–300 Hz.

Каротаж в процессе бурения (LWD)

Модуль гамма-каротажа

Система гамма-каротажа «Orienteer» состоит из легко модифицируемого модуля, как для скважинной, так и для наземной систем (рис. 11).

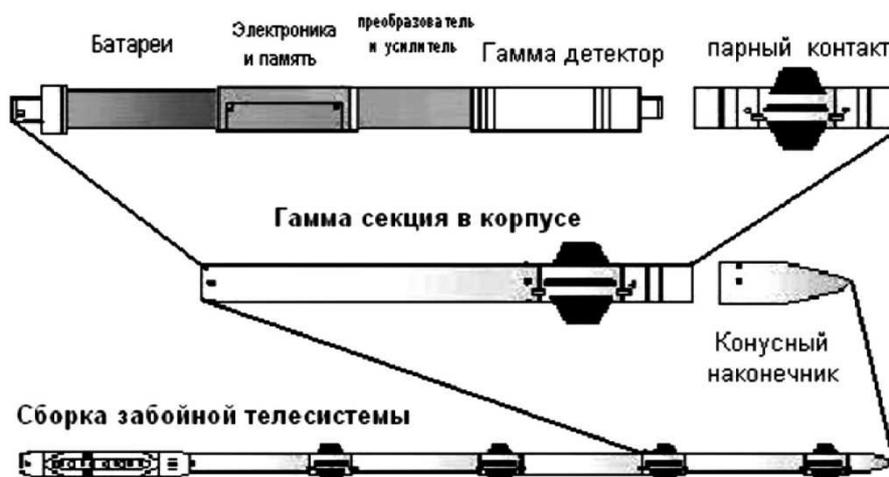


Рисунок 11 – Стандартная сборка телесистемы с блоком гамма-каротажа

Забойный прибор гамма-каротажа прикрепляется к стандартной инклинометрической сборке телесистемы ниже узла электроники ГИС. Имеются его две модификации:

1) стандартный прибор гамма-каротажа: имеет способность вести запись данных гамма-каротажа как в реальном времени при бурении, так и в режиме запоминания ЗУ – с 16-секундным интервалом на протяжении свыше 200 часов бурения;

2) прибор гамма-каротажа с ЗУ повышенной вместимости: имеет способность вести запись данных гамма-каротажа как в реальном режиме бурения, так и в режиме запоминания ЗУ – с 8-секундным интервалом на протяжении свыше 400 часов бурения.

Запоминающее устройство прибора обеспечивает поддержку в случае прерывания передачи данных или обнаружения сигнала, а также каротаж с высокой разрешающей способностью на высоких скоростях бурения.

Калибровка приборов ведётся соответственно стандарту со ссылкой на испытательный участок Университета Хьюстона Американского нефтяного института. Данные с прибора можно представить в эквивалентных единицах API (АНИ) (или AAP1 – кажущиеся АНИ) и сравнить непосредственно со сходными приборами MWD и кабельными системами такого каротажа.

Гамма-детектор – это высокопрочный узел сцинтилляционного счётчика и фотумножителя. С целью обеспечения прочности и надёжности оборудования детектор имеет встроенный амортизатор и гаситель вибрации.

Безостановочный термопринтер обеспечивает как черновую, так и окончательную распечатку графика на рулонной или веерной бумаге и рулонной пленке (для последующего копирования)

Данные каротажа можно также выводить в стандартном формате базы данных (DBF) или как LAS на дискету. С наземной системы возможна передача в стандартном для нефтегазовой промышленности формате WITS, если необходимо предоставление данных гамма-каротажа в реальном времени на отдаленный компьютер по проводу коммуникационной связи (рис. 12).

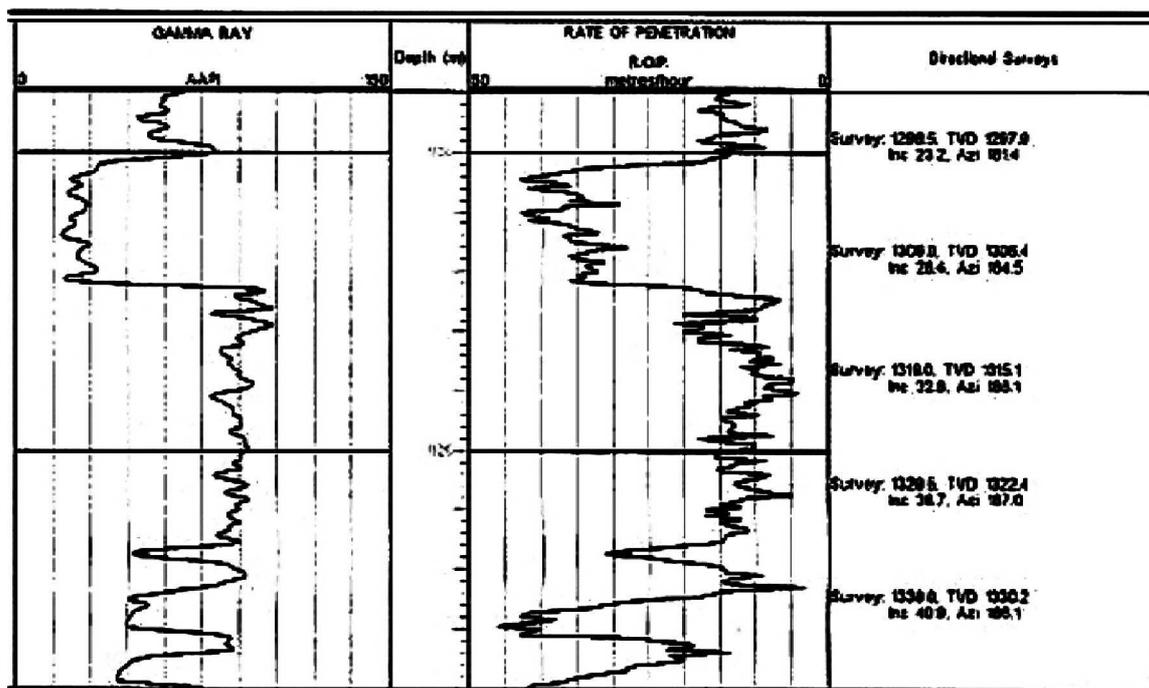


Рисунок 12 – Образец диаграммы гамма-каротажа

Широкое использование типовых устройств распространения волн также обнаружили для геологов и геофизиков проблемы корреляции полученных результатов с обычно используемой и хорошо известной в кабельных исследованиях индукционного каротажа частоте 20 KHz. Особенно это проявляется в условиях, где породы анизотропны (например, при каротаже горизонтальных скважин в пласте).

Исследования должны обеспечивать высокоточные измерения, последовательно и непосредственно сопоставимые с обычно используемыми измерениями кабельного типа (т.н. индукционный каротаж) (рис. 13). Результатом этой философии развития стал модуль TRIM, работающий на частоте 20 KHz и помещённый в минимально коротком переводнике (около 4 м), который может быть подключен к стандартной теле-системе «Orienteer» (с гаммой и без) как потребуется на буровой. Исследования имеют азимутальное направление.

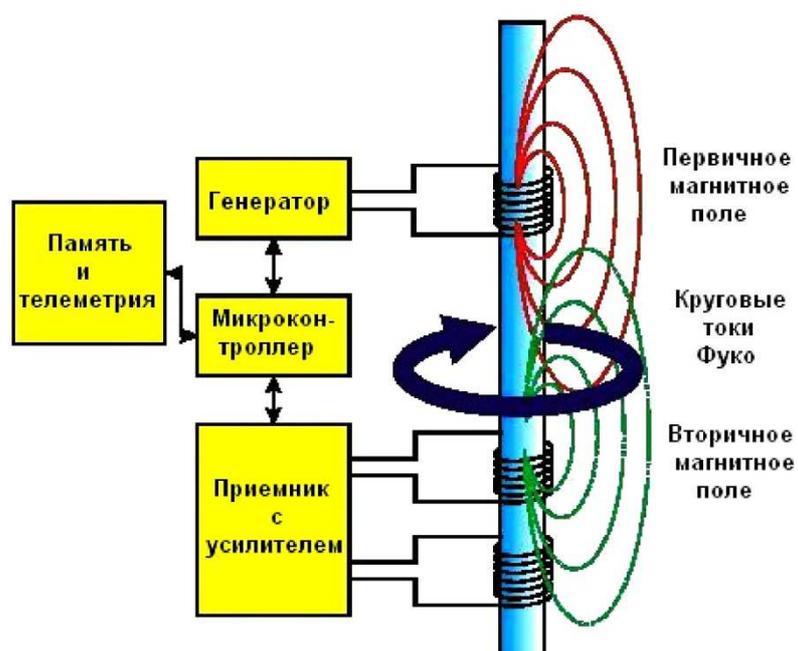


Рисунок 13 – Процесс измерения

Многовibratorная антенна состоит из трёх катушек, размещённых соосно: Генератор-передатчик (Tx), Главный Приёмник (Rx) и Задний Приёмник (BRx).

Антенна передатчика возбуждается специальным усилителем большим переменным током и частотой 20 KHz. Переменный ток производит чередование магнитного поля (первичного) и круговое распространение токов вокруг инструмента и буровой скважины, которое, распространяясь радиально в глубину прилегающих пород, является функцией частоты возбуждения и определяет проводимость (резистивность) пород.

Целью использования двух катушек приёмника (BRx и Rx) является устранение эффекта первичного магнитного поля. Катушки так намотаны, чтобы индуцируемое напряжение в каждой было равно и противоположно, что взаимно сбалансировано, это создаёт эффект отмены прямого взаимного сцепления между приёмником и первичным магнитным полем. Взаимно сбалансированная техника также имеет эффект сосредоточения приёмника, обеспечивая лучшую чувствительность и вертикальное разрешение, чем приёмник с одной катушкой.

Круговой ток, распространяющийся вокруг модуля, производит вторичное магнитное поле, которое наводится непосредственно в приёмники, производя напряжение, что является функцией проводимости породы. Данные проводимости направляются непосредственно в блок электроники инклинометра SEA для передачи в режиме реального времени, а также записываются в память модуля. Это обеспечивает дублирование, и высокое дополнительное разрешение при интерпретации исследований, когда инструмент будет извлечён на поверхность. Память может содержать данные, получаемые каждые 8–200 секунд в зависимости от выбранной установки, чтобы соответствовать ожидаемой скорости проходки и началу сканирования. Можно установить задержку начала сканирования до 864,000 секунд, если потребуется.

Для сопоставления сканируемой глубины осуществляется связь с компьютером наземной системы, которая производится через кабели пульта бурильщика, на которые заводится информация от блока прослеживания глубины DTU.

Данные, получаемые при использовании этого метода, аналогичны применяемым повсеместно кабельным исследованиям, но с лучшим, чем среднее кабельное исследование вертикальным разрешением. Большая глубина исследования уменьшает эффекты влияния на измерение в буровой скважине и любое проникновение раствора в породу. Таким образом, указанный модуль может определять R_t (истинную резистивность породы) без применения сложных корректировок и исправлений во всех типах бурового раствора, включая как на водяной основе, нефтяной основе, так и на газо- и пеноосновах.

На рисунке 14 показан пример исследований, проводимый в скважине в Оклахоме (США) в 1999 году. Отражено исследование модулем TRIM против кабельных исследований ILM и ILD, что подтверждает его превосходную корреляцию.

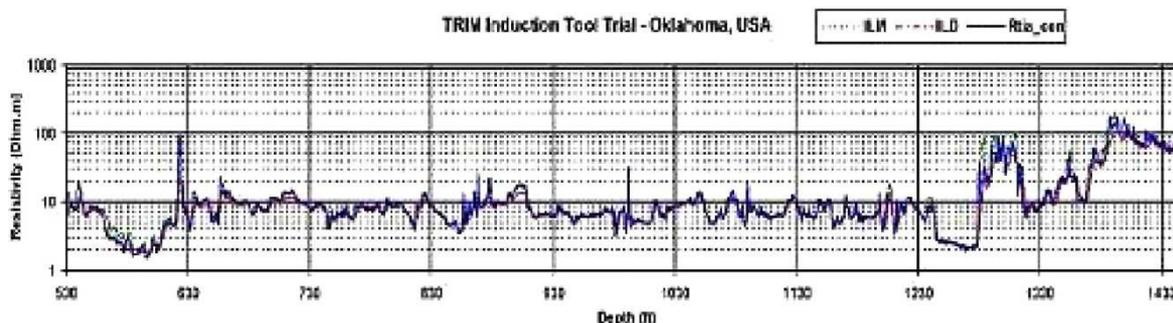


Рисунок 14 – Диаграмма резистивиметрии

Модуль имеет не одинаково радиальную, а азимутальную (боковую) направленность исследований.

Рисунок 15 показывает модуль в разрезе с очертаниями условных силовых линий. Их середина является максимальным уровнем сканирования. Используя поворот буровой колонны можно тем самым фокусировать направленность в требуемой плоскости сканирования.

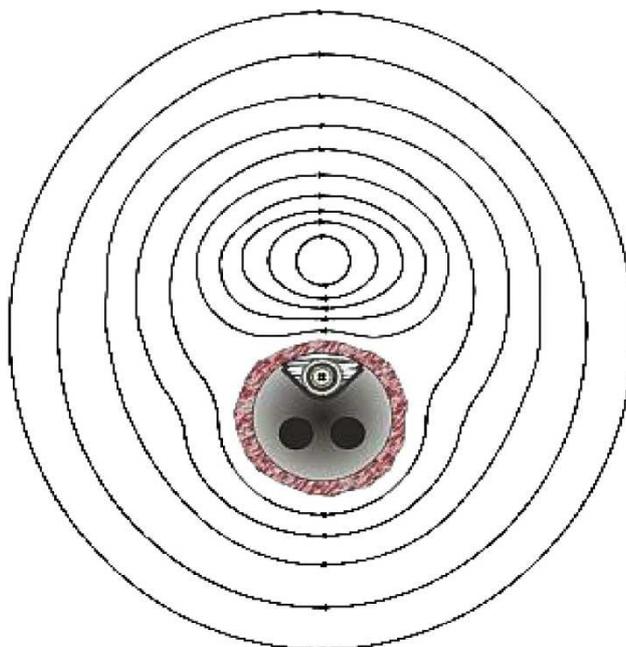


Рисунок 15 – Схема азимутального измерения резистивиметрии

Глубина исследования позволит пользователю определять твёрдые и жидкие границы формаций на некотором расстоянии от буровой скважины. С малыми углами перехвата, типичными в горизонтальных скважинах это обеспечивает возможность регулирования проводки буровой скважины в наиболее производительной части продуктивного пласта и эффективно удерживать это.

Геонавигация

Приведённые выше параметры телесистемы «Geolink Orienteer» позволяют использовать её в качестве многофункционального геонавигационного блок-модуля для решения геолого-технических задач при бурении сложных (по профилю и разрезу) скважин. Блок геонавигации предназначен для оперативного управления проводкой скважин по геофизическим данным, получаемым по электромагнитному каналу связи, и позволяет повысить точность проводки стволов по продуктивному пласту, уменьшить количество, а в некоторых случаях исключить промежуточные каротажы, исключить ошибки в проводке горизонтальных скважин не по продуктивному пласту. Необходимость точной привязки местоположения забоя связана с тем, что продуктивный интервал имеет толщину порядка нескольких метров, ниже которых находится вода.

Гамма-каротаж (ГК) основан на том, что горные породы обладают некоторой, хотя и небольшой радиоактивностью. Гамма-каротаж состоит в измерении интенсивности естественного γ -излучения по стволу скважины. Для этого пользуются скважинным прибором, содержащим индикатор γ -излучения. В результате измерений получают кривую изменения γ -излучения по стволу скважины в масштабе глубины, называемую кривой гамма-каротажа (ГК).

Кривая ГК характеризует γ -активность пород, пересеченных скважиной, и в той или иной степени содержание в них радиоактивных элементов. Применение гамма-каротажа для изучения литологического разреза скважины основано на том, что породы различаются по содержанию в них радиоактивных веществ.

Характер связи между γ -активностью пород и их литологическими свойствами устанавливается для данного района на основе сопоставления кривых ГК с литологическим разрезом ранее пробуренных скважин и сопоставления измерений γ -активности керна с результатами его анализа. Как правило, содержание в породе радиоактивного вещества тем больше, чем больше в ней глинистого материала. В соответствии с этим глинистые пласты будут отмечаться на кривой ГК максимумами, а песчаные и чисто карбонатные – минимумами.

Ввиду того, что γ -излучение обладает большой проникающей способностью и, в частности, проходит через обсадные трубы с не очень большим поглощением, гамма-каротаж можно проводить как в необсаженных, так и в обсаженных скважинах. Это свойство создаёт гамма-каротажу большие оперативные преимущества по сравнению с другими методами промыслово-геофизических исследований.

Модуль инклинометрических преобразователей (МИП) предназначен для измерения в процессе бурения и в статике, без циркуляции промывочной жидкости и передачи на модуль управления и связи зенитного угла, азимута и угла установки отклонителя.

Инклинометрические измерения в скважинах обычно проводятся аппаратурой, спускаемой на каротажном кабеле после бурения. Такая аппаратура не испытывает таких вибраций и ударов, как телесистемы в процессе бурения, поэтому требования к датчикам такого применения значительно ниже, а использовать их в процессе бурения не представляется возможным из-за невысокой надёжности их работы в условиях бурения.

Определение параметров траектории ствола скважины опирается на информацию об углах положения оси скважинного прибора относительно плоскости горизонта (зенитный угол) и плоскости меридиана (азимут), а также знание протяженности скважины (по длине колонны труб или геофизического кабеля). Важным параметром для управления буровым агрегатом является угол отклонителя, т.е. поворот скважинного прибора вокруг оси скважины.

Если рассматривать задачу ориентации скважинного снаряда с теоретических позиций, то для её решения необходимо задать положение (ориентацию) двух неколлинеарных векторов, ориентация которых, с одной стороны, априорно известна в опорной (базовой) системе координат, а с другой – может быть определена относительно скважинного снаряда. Задание лишь одного вектора не позволит определить ориентацию скважинного снаряда вокруг этого вектора. Таким образом, для определения ориентации скважинного снаряда необходимо измерение или моделирование некоторых векторных величин, которые в принципе могут иметь самую различную физическую природу. Учитывая объект ориентации, в настоящее время возможно использование комбинаций из четырёх векторов: вектора силы тяжести, вектора напряжённости магнитного поля Земли, вектора угловой скорости суточного вращения Земли и вектора некоторого реперного направления, заданного у устья скважины.

Определение угла наклона скважинного прибора осуществляется по измерениям проекций ускорения свободного падения g на три взаимно перпендикулярные пространственные оси, можно выделить основной принцип построения инклинометрических систем: определение азимута скважины с помощью трёхосного магнитометра, который по аналогии с акселерометром измеряет проекции напряжённости магнитного поля Земли на три взаимно перпендикулярные пространственные оси.

На основании этих данных и измеренных проекций g после соответствующих вычислений получают значение азимута, угла наклона и угла положения отклонителя в любой точке ствола скважины и его пространственную траекторию. Очевидно, что таким способом траектория строится в магнитных координатах, поскольку азимут скважины отсчитывается от направления на магнитный полюс Земли.

Подавляющее большинство инклинометров, применяемых в необсаженных скважинах, построено на этом принципе. Эти приборы не содержат подвижных элементов, отличаются достаточной вибро- и ударостойкостью и работают в широком диапазоне изменения температур. По точности выработки информации о направлении меридиана они вполне бы устраивали практически любого потребителя (поскольку производится ряд моделей с погрешностью около 0,2 град). Однако погрешность таких «магнитных» навигационных систем сильно зависит от наличия вблизи магнитометров магнитных масс, например, бурильных труб, обсадных колонн и т.п., и в ряде случаев может быть недопустимой. При резке боковых стволов из обсаженных скважин или при кустовом бурении с морских платформ оперативное управление траекторией ствола скважин при помощи таких «магнитных» систем нежелательно, хотя и возможно при некотором удалении от больших магнитных масс.

Исследования, анализ, лабораторные и стендовые испытания некоторых конструкций, близких по техническим требованиям и условиям эксплуатации, забойных телесистем при их длительной непрерывной работе (магнитомодуляционные, двухкоординатные на горизонтируемой платформе, трёхкоординатные, неподвижно закреплён-

ные, хемотронные и акселерометрические) показал, что система трёхкоординатных, магнитомодуляционных и акселерометрических датчиков обеспечивает достаточную точность и надёжность в работе в условиях бурения.

Имея набор отклонений показаний датчика изменения азимута при разных зенитных углах и углах разворота, внесенных в таблицу, можно программно учитывать и вносить поправки в результаты вычислений. На участках, где значения угла зенита и угла разворота не соответствуют точкам замеров при калибровке, используется линейная интерполяция.

Предлагаемый геонавигационный модуль для системы MWD (инклинометрия в процессе бурения) позволяет рассматривать её как систему LWD (каротаж в процессе бурения). Геонавигационный модуль ГНМ состоит из аппаратурно-программного и программно-методического модулей.

Предлагаемый аппаратурно-программный модуль обеспечивает измерение параметров разбуриваемых пород. Для этого используются все компоненты телесистемы и выполненный отдельным конструктивным модулем модуль гамма-каротажа, подключаемый к телесистеме. Возможна регистрация следующих параметров:

- ГК – естественная гамма активность разбуриваемых пород;
- КС – кажущееся удельное сопротивление разбуриваемых пород, определяемое по напряжению и току диполя электромагнитного канала связи;
- ВК – измерение интегрального уровня продольных вибраций буровой колонны акселерометром инклинометрического датчика (виброкаротаж).

Кроме ГК, нет специально организованных зондов, все параметры получаются как производные.

Программно-методический модуль обеспечивает обработку результатов измерений аппаратурно-программного модуля и включает в себя программное обеспечение (программа «GEONAG») и портативный компьютер (Notebook) – может использоваться Notebook, входящий в комплект телесистемы с которой используется модуль, или отдельный.

В гамма-методе изучают естественную радиоактивность горных пород по данным измерений интенсивности естественного гамма-излучения вдоль ствола скважины.

Радиоактивность осадочных горных пород обусловлена присутствием в них радиоактивных элементов – урана, тория, актинии, продуктов их распада, а также изотопа калия.

Содержание радиоактивных элементов в породах измеряется в граммах радия-эквивалента на 1 г породы ($\text{гRa} = \text{экв/г}$). На практике пользуются меньшей единицей микрограммом радия-эквивалента на 1 г породы: 1 мкмг.

Модуль гамма-каротажа выполнен на основе сцинтилляционного блока.

Сцинтилляционный счётчик состоит из фотоэлектронного умножителя, перед фотокатодом которого установлен сцинтиллятор; фотоэлектронный умножитель подключён к измерительной схеме с регистрирующим прибором на её выходе.

Индикатором гамма-излучения является прозрачный кристалл йодистого натрия, активированного таллием – NaI (Tl) , молекулы которого обладают свойством сцинтилляции – испускания фотонов света при воздействии гамма-квантов. Фотоны отмечаются фотоумножителем и вызывают поток электронов к аноду (ток).

Большим преимуществом сцинтиллятора является высокая эффективность счёта (регистрируется до 50–60 % гамма-квантов, проходящих через кристалл) по сравнению с другими типами счётчиков, эффективность которых 1–5 %. Это позволяет уменьшить длину счётчиков с 90 до 10 см, улучшить вертикальное расчленение и обеспечить малую статическую флуктуацию.

При работе с телесистемой LWD используется программное обеспечение аналогичное используемому при работе с телесистемой MWD. Данное программное обеспечение помимо инклинометрических параметров обеспечивает приём, оцифровку, фильтрацию и дешифрацию геофизических параметров, передаваемых телесистемой LWD. Им же осуществляется регистрация, расчёт КС и преобразование геофизической информации в соответствии с тарифовочными данными. Вся технологическая и геофизическая информация построчно записывается в текстовый файл. При частоте передаваемого сигнала 10 Гц строки записываются через 20 с; 5 Гц строки записываются через 40 с; 2,5 Гц строки записываются через 100 с.

Индикатором гамма-излучения является прозрачный кристалл, молекулы которого обладают свойством свечения – испускают фотоны света при воздействии гамма-квантов. Фотоны отмечаются фотоумножителем и вызывают поток электронов к аноду (ток).

Большим преимуществом скинтллятора является высокая эффективность счёта (регистрируется до 50–60 % гамма-квантов, проходящих через кристалл) по сравнению с другими типами счётчиков, эффективность которых 1–5 %. Это позволяет уменьшить длину счётчиков с 90 до 10 см, улучшить вертикальное разрешение и обеспечить малую статическую флуктуацию.

На рисунке 16 приведена диаграмма радиоактивного каротажа, полученная в процессе бурения, и диаграмма стандартного электрического каротажа КС (ПС) на кабеле, снятая позднее в той же скважине. Степень корреляции кривых непрерывного гамма-каротажа и ПС высокая.

Так как гамма-картаж в процессе бурения проводится со скоростью бурения (т.е. при очень медленном перемещении прибора по стволу скважины) и прибор сравнительно долго находится против исследуемых пластов, статистические вариации оказываются минимальными. Отсюда хорошая детализация разреза и сопоставляемость с кривой ПС.

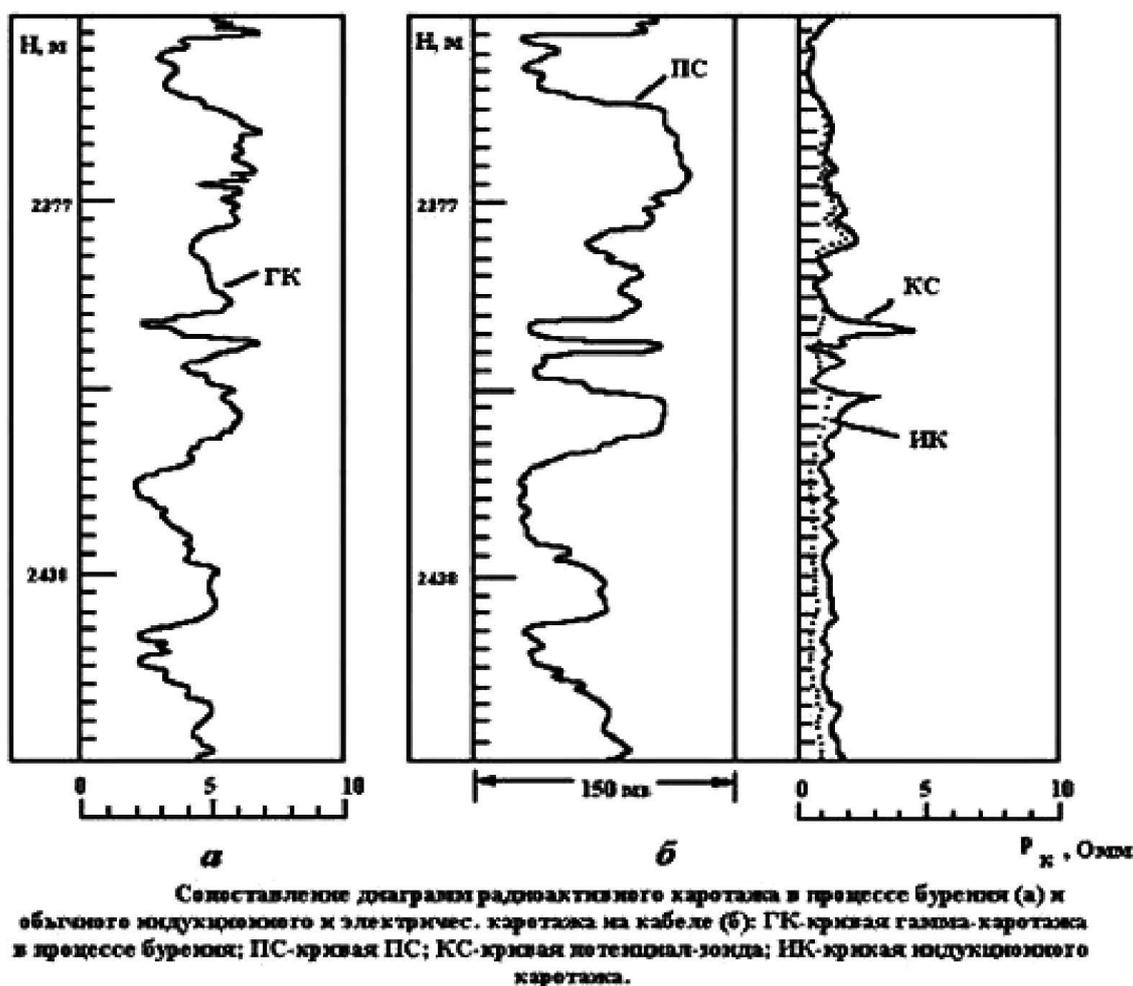


Рисунок 16 – Диаграмма радиоактивного каротажа

Регистрация естественной радиоактивности горных пород, окружающих скважину горных пород в процессе бурения обеспечивают литологическое расчленение геологического разреза. Среди осадочных пород наиболее радиоактивными являются глины и калийные соли. Содержание радиоактивных элементов в глинах достигает 30 мкмкг Ra-экв/г и больше, причём более радиоактивными являются тонкодисперсные тёмноокрашенные битуминозные глины морского происхождения. Поэтому на диаграммах максимальные показания соответствуют глинам и калийным солям.

Радиоактивность песков, песчаников, известняков, доломитов меньше, чем глин, и не превышает 8 мкмкг Ra-экв/г. Для этих пород установлена достаточно тесная прямая зависимость радиоактивности от содержания глинистого материала в породе, используемая на практике при оценке глинистости пород-коллекторов по данным гамма-метода. Характеризуются промежуточными показаниями.

Наименьшую радиоактивность имеют породы гидрохимического комплекса: гипсы, ангидриты, каменная соль, за исключением калийной соли.

Электрический каротаж в процессе бурения скважин

Влияние вариации частоты зондирующего сигнала модуля КС на точность измерения удельного электрического сопротивления разбуриваемой породы определяется частотной дисперсией электрических характеристик. Экспериментальные исследования показали, что в диапазоне частот 100 Гц – 1 МГц имеет место сильнейшая частотная дисперсия диэлектрической проницаемости физических сред при незначительной дисперсии удельного сопротивления. В работе приведены результаты экспериментов по частотной дисперсии электрических характеристик в диапазоне частот от 100 Гц до микроволновой области. Исследовалась частотная зависимость диэлектрической проницаемости ϵ и удельной электрической проводимости σ для типичной суглинистой почвы со средним содержанием воды около 10 % по массе.

На низких частотах диэлектрическая проницаемость почвы очень велика, что присуще большинству геологических материалов и не связано с влиянием измерительных электродов. На частотах примерно до 1 МГц эквивалентная проводимость постоянна, т.е. проводимость на постоянном токе в основном определяет потери в материале. Таким образом, разработанная схема электрического каротажа КС вполне обоснована и позволяет получить достоверную геофизическую информацию.

Функциональная схема модуля КС

Известные методы электрического каротажа скважин имеют ряд недостатков и ограничений. Традиционный метод электрического каротажа выполняется спуском на геофизическом кабеле каротажных зондов с последующим измерением разности потенциалов. Измерения требуют прерывания процесса бурения и освобождения скважины от колонны бурильных труб с долотом. Данным методом достаточно сложно проводить геофизические исследования (ГИС) в процессе бурения.

Отличительной особенностью разработанного геофизического модуля КС является простота реализации, высокая надёжность в эксплуатации и повышенная помехозащищённость, обеспеченная значительной мощностью зондирующего сигнала 100 Вт и более.

В разработанном модуле фактический диаметр скважины и фильтрат бурового раствора практически не влияет на результаты измерений.

Разработанный и изготовленный модуль КС встроен в аппаратную часть забойной телеметрической системы и прошёл промысловые испытания.

Скважинные испытания модуля КС в процессе бурения

Макетный образец модуля КС успешно испытан при бурении скважин №№ 5271 и 5410 Уренгойского газоконденсатного месторождения.

На рисунке 17 показана диаграмма кажущегося сопротивления, полученная в процессе бурения скважины № 5410 Уренгойского ГКМ. Электрический каротаж проведён в интервале глубин по стволу скважины 2920–3115 м, механическая скорость – 6,5 м/ч, время бурения – 29,6 часов. Показатели свойств бурового раствора: показатель фильтрации – 1,6 см³/с, вязкость – 70 с, плотность – 1200 кг/м³. Компоновка низа бурильной колонны: долото 215,9 МС-ГНУ, забойный двигатель-отклонитель Д-195, телесистема, бурильные трубы ТБПВ127Х9. Кривая сопротивления (кривая 1) выделяет границу глинистой кровли и нефтенасыщенного пласта высокого сопротивления БУ9. При корреляции разреза по кривой гамма-каротажа (кривая 2) кровля продуктивного пласта БУ9 отбивается на глубине 2706 м по вертикали, что соответствует данным электрического каротажа с телесистемы. С глубины 2722 м пласт БУ9 сложен водонасыщенным песчаником, что подтверждается кривой 1, показывающей снижение удельного сопротивления в нижней части пласта БУ9.

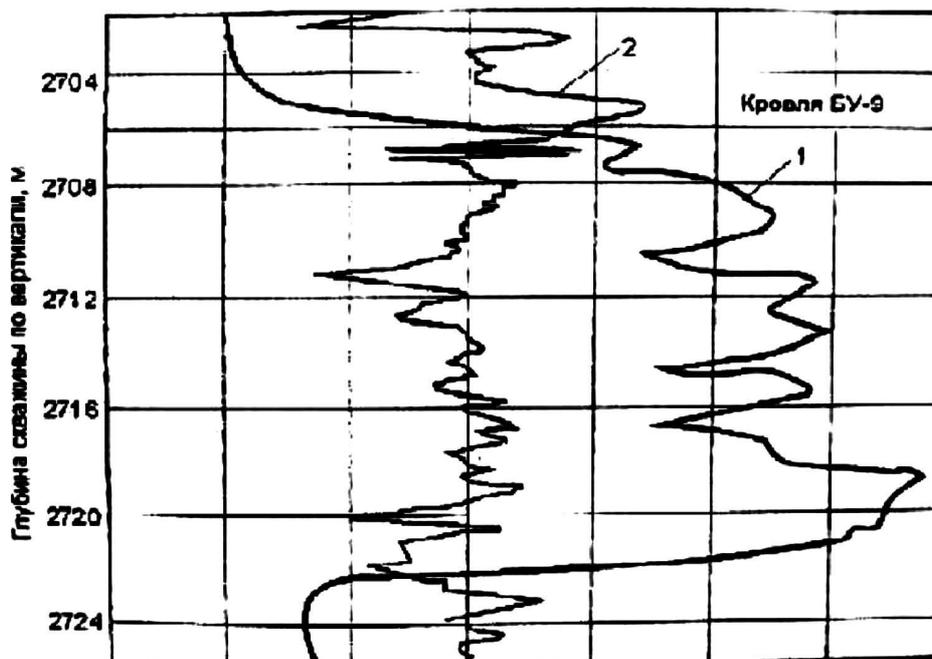


Рисунок 17 – Диаграмма каротажей скважины № 5410 Уренгойского газоконденсатного месторождения:
 1 – кажущееся сопротивление в процессе бурения с забойной телеметрической системой ЗТС;
 2 – ГК при окончательном каротаже в колонне бурильных труб

На рисунке 18 изображена диаграмма электрического каротажа скважины № 5271 в сравнении со стандартной кривой КС. Сравнительный анализ данных, полученных модулем КС (кривая 2) и стандартной аппаратурой каротажа (кривая 1), показывает хорошую корреляцию, работоспособность и эффективность модуля КС.

Исключительный интерес представляет измерение вибраций бурового инструмента в процессе бурения. Частотный и амплитудный спектр вибрационных колебаний характеризует упругие свойства горных пород и, в свою очередь, несёт информацию о литологическом составе разбуриваемого пласта.

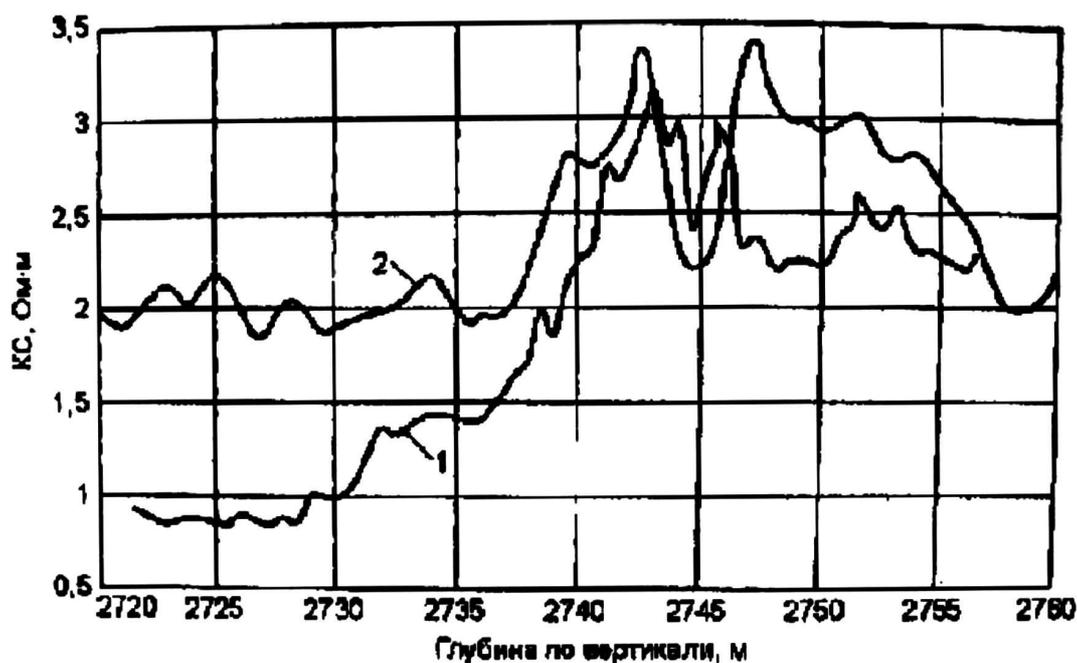


Рисунок 18 – Диаграмма электрического каротажа по скважине № 5271 Уренгойского газоконденсатного месторождения:
 1 – каротаж в процессе бурения забойной телеметрической системой ЗТС;
 2 – стандартный каротаж, кривая КС

Регистрируя сигнал от вибродатчика продольных колебаний, установленного вблизи долота, и, исследуя частотный спектр сигнала при бурении в различных блоках горного массива, можно заметить основную гармонику, равную трёхкратной частоте вращения долота (по количеству шарошек). С увеличением твердости разбуриваемых пород растёт амплитуда сигнала вибрации, частотный спектр колебаний достаточно хорошо дифференцируется и коррелируется с данными акустического каротажа, надёжно дифференцируя разрез по буримости.

Учитывая то, что одинаковая буримость горных пород характеризует определённую горную породу, то достаточно передавать на дневную поверхность индекс буримости от 1 до 10.

Высокая корреляция данных виброкаротажа с данными акустического каротажа позволяет использовать его в качестве важного геофизического параметра для детального расчленения геологического разреза, его прогнозирования. Тесная связь параметра вибрации с результатами акустического каротажа даёт возможность получать информацию о прочностных свойствах разбуриваемых пород и использовать эти данные для технологического контроля процесса бурения (рис. 19).

На уровне количественных свойств и отношений для бурящейся скважины можно указать конечное множество переменных, практически полно описывающих процесс разрушения горных пород.

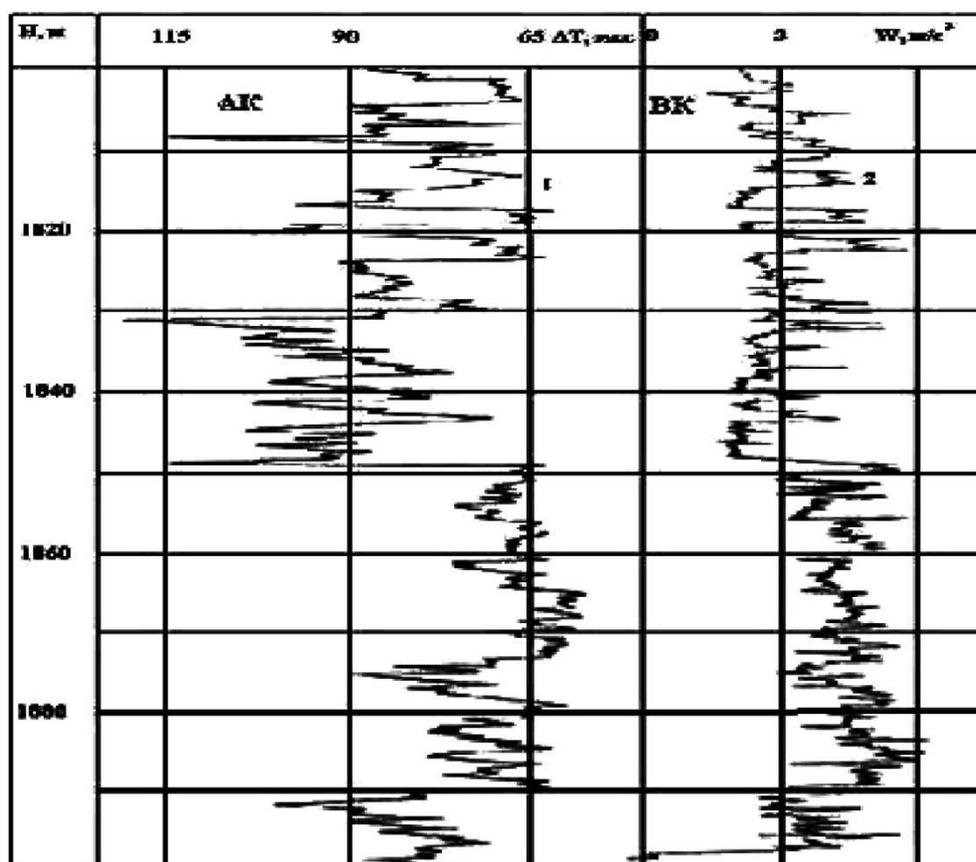


Рисунок 19 – Сравнительная характеристика данных акустического каротажа и виброграммы

Установлены тесные корреляционные связи между буримостью горных пород и их геофизическими параметрами по данным измерений электрических, акустических и плотностных характеристик. Это даёт возможность, исследуя механический процесс разрушения горных пород через вибрационные характеристики, определять механические свойства горных пород и выбрать оптимальный режим работы долота.

С целью практической реализации определения скорости вращения долота через измерение на забое вибраций бурового инструмента были выполнены измерения на модели бурового станда. Акселерометр типа АДХЛ 50 АН жёстко закрепляли на

шасси скважинного прибора, сигналы с датчика после линейного усилителя (коэффициент усиления 8) подавались на вход АЦП и по шине RS 232 на порт Notebook IBM. Спектр энергий вычисляли по программе преобразований Фурье. Сравнивая скорость вращения бура с данными спектрограмм, надёжно выделялись максимумы энергии этих частот, соответствующие определяемым скоростям вращения долота.

Таким образом, используя в скважинном приборе вычисления спектров вибросигнала с помощью сигнального процессора фирмы «Analog Device», по данным измерений вибраций можно определить скорость вращения долота.

Известно, что горизонтальные скважины являются более выгодными с точки зрения добычи нефти, дебиты которых зависят от длины горизонтального участка скважины.

Появились идеи совмещения процесса бурения с геофизическими и технологическими измерениями с помощью датчиков, установленных в бурильной колонне вблизи долота.

Необходимость расширения геофизического комплекса методов на различной физической основе обусловила создание цифровой комплексной скважинной аппаратуры, когда измеряются большое количество различных геофизических параметров, передаваемых по беспроводным каналам связи к наземной обрабатывающей и регистрирующей аппаратуре.

Однако как бы ни были совершенны зарубежные и отечественные инклинометрические телесистемы, большой процент наклонно-направленных и горизонтальных скважин проводится не по продуктивному пласту и с точки зрения геофизики вслепую. Причиной этого является отсутствие геофизической информации в процессе бурения.

Есть два подхода его решения:

- 1) при бурении проводить привязочные каротажи;
- 2) использование системы, регистрирующие геофизические параметры и передающие их на поверхность в режиме реального времени (непосредственно при бурении), так называемые LWD-системы. Данный подход обладает преимуществом по сравнению с первым, так как возможна более оперативная корректировка траектории скважины и не затрачивается дополнительное время на привязочные каротажи.

Приём и обработка информации на поверхности при работе с телесистемами осуществляется с помощью IBM PC, что гарантирует качество и надёжность приёма и обработки скважинной информации. Основное преимущество систем с дистанционной передачей заключается в возможности немедленного поступления глубинной информации к оператору.

Литература:

1. Техничко-технологический регламент на проектирование и строительство скважин : Стандарт предприятия. – Мегион : ОАО «СН-МНГ», 2000.
2. Зональный рабочий проект на строительство эксплуатационных горизонтальных скважин на пласт БУ₈. – Тюмень : ОАО «СибНИИНП», 2003.
3. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири : РД 39-0148070-6.027-86. – Тюмень : СибНИИНП, 1986.
4. Басарыгин Ю.М. [и др.]. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Недра», 2000. – 262 с.
5. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
6. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
7. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
10. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.

11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
13. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
14. 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.
15. Кудинов В.И. [и др.]. Строительство горизонтальных скважин. – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. – 688 с.
16. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
17. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
18. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. – Москва-Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 424 с.
19. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.
20. Технология бурения горизонтальных скважин с помощью телесистемы в Заполярном круге. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3ad79b5c53b88521306c37_0.html
21. Галикеев И.А., Иванова Т.Н., Рябов П.П. Анализ забойного телеметрического оборудования на современном этапе развития бурения скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 72–75.
22. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Техничко-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 76–82.
23. Евдаков С.Н., Лубянова С.И. Технология проводки горизонтальных скважин телеметрическими системами с беспроводным электромагнитным каналом на примере телеметрической системы малого диаметра ЗТС-42ЭМ-М // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 83–84.
24. Кузнецов В.А., Абишев А.Г., Бейлярова Г.А. Новые способы бурения многоствольных горизонтальных скважин // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 135–137.
25. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности резки боковых стволов // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 73–99
26. Мостовой В.А., Савенок О.В. Технология бурения горизонтальных скважин с помощью телесистемы на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 316–333.
27. Сафронов С.И., Дё А.Д., Шафигуллин А.М. Анализ телеметрической системы с комплексом геофизических приборов для каротажа в режиме реального времени // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 295–302.
28. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741.

References:

1. Technical-technological regulations for well design and construction : Standard of the enterprise. – Megion : OJSC «SN-MNG», 2000.
2. Zonal working design for construction of production horizontal wells on formation BU₈. – Tyumen : JSC «SibNIINP», 2003.
3. Instruction on drilling of inclined wells from well pads on oilfields in Western Siberia : RD 39-0148070-6.027-86. – Tyumen : SibNIINP, 1986.
4. Basarygin Y.M. [et al.]. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Publishing house «Nedra», 2000. – 262 p.
5. Berdin T.G. Design of the oil and gas field development by the horizontal well systems. – M. : LLC «Nedra-Business Center», 2001. – 199 p.
6. Bulatov A.I., Proselkov E.Yu., Proselkov Yu.M. – Krasnodar : Publishing house «Soviet Kuban», 2008. – 419 p.
7. Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Reference book on the horizontal wells drilling : reference book. – Krasnodar : Publishing house «Soviet Kuban», 2008. – 354 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at the oil and gas wells construction. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 522 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of the oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 539 p.
10. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House - South, 2012–2015. – T. 1–4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House - South, 2013–2014. – T. 1–4.
13. 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.
14. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Development of the naphtha and gasvich sverдловin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
15. Kudinov V.I. [et al.]. Construction of horizontal wells. – M. : CJSC «Oil Industry Publishing Household», 2007. – 688 p.
16. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiychuk R.S. Oil and gas engineering in the course of well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
17. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.
18. Suchkov B.M. Horizontal wells. – Moscow-Izhevsk : Research Center «Regular and chaotic dynamics», 2006. – 424 p.
19. Tretyak A.Y., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational health and safety during drilling and operation of oil and gas wells : textbook for university students studying in the field of «Oil and gas business». – Novochoerkassk : Lik Publishing House, 2016. – 290 p.
20. Horizontal well drilling technology with the help of a television system in the Polar Circle. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3ad79b5c53b88521306c37_0.html
21. Galikheyev I.A., Ivanova T.N., Ryabov P.P. Analysis of downhole telemetric equipment at the present stage of well drilling development // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, prof. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 72–75.
22. Dobrochasov A.I., Popova Z.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions to improve the efficiency of horizontal drilling at the fields of Western Siberia // Bulatovskie readings: Materials of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar: Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 76–82.
23. Yevdakov S.N., Lubyanova S.I. Technology of horizontal well wiring by telemetry systems with wireless electromagnetic channel on the example of small diameter telemetry system ZTS-42EM-M // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 83–84.
24. Kuznetsov V.A., Abishev A.G., Beilyarova G.A. New ways of drilling multilateral horizontal wells // Bulatovskie readings: Materials of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 135–137.

25. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development prospects of Samburgskoye oil and gas condensate field. Features of sidetracking // Science Journal. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House - South, 2017. – № 3. – P. 73–99

26. Mostovoy V.A., Savenok O.V. Horizontal well drilling technology with the help of a telesystem at the Severo-Urengoykoye oil and gas condensate field // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House - South, 2019. – № 1. – P. 316–333.

27. Safronov S.I., Deu A.D., Shafigullin A.M. Analysis of the telemetric system with a complex of geophysical instruments for real-time logging // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House - South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 295–302.

28. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734-741.

УДК 622.276.054.23

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ
ОПТИМИЗАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН,
ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН, НА ТАЛАКАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE OPTIMIZATION
OF PRODUCTION WELLS EQUIPPED
WITH ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP INSTALLATION
ON THE TALAKANSKOYE 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. Если продукция скважин сильно обводнена, а остаточные запасы нефти ещё достаточно велики, то использование УЭЦН даёт возможность сохранить объём добычи нефти при дальнейшем росте обводнения продукции скважин. Для улучшения показателей эксплуатации скважин на Талаканском месторождении необходимо улучшить контроль над подбором оборудования, эксплуатацией скважин и качественным выводом на режим. В статье проанализированы причины отказов оборудования УЭЦН с целью выявления факторов, существенно влияющих на наработку до отказа, и выбрана оптимальная методика, отвечающая современным требованиям и позволяющая решать задачи подбора оборудования с учётом осложняющих факторов. Целью статьи является повышение эффективности работы УЭЦН путём создания и внедрения методик выбора оборудования и определения оптимального режима эксплуатации системы «пласт – скважина – насосная установка».

Ключевые слова: анализ показателей работы фонда скважин; подбор оборудования УЭЦН; теоретические основы оптимизации работы скважин, оборудованных УЭЦН; анализ отказов УЭЦН на Талаканском месторождении; установки погружных электроцентробежных насосов; методика подбора оборудования УЭЦН; расчёт подбора оборудования УЭЦН.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoraneft»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straевич

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

Annotation. If the production of wells is heavily flooded, and the residual oil reserves are still quite large, then the use of electric centrifugal pump installation makes it possible to maintain the volume of oil production with a further increase in well production. To improve the performance of wells in the Talakanskoye field, it is necessary to improve control over the selection of equipment, the operation of wells and the quality output to the mode. The article analyzes the causes of equipment failures in the electric centrifugal pump installation system in order to identify factors that significantly affect the time to failure, and selected the optimal methodology that meets modern requirements and allows us to solve equipment selection problems taking into account complicating factors. The purpose of the article is to increase the operating efficiency of the electric centrifugal pump installation by creating and implementing equipment selection methods and determining the optimal operation mode of the «reservoir – well – pumping system» system.

Keywords: analysis of well stock performance; selection of equipment electric centrifugal pump installation; theoretical foundations for optimizing the operation of wells equipped with electric centrifugal pump installation; analysis of failures electric centrifugal pump installation on the Talakanskoye field; installation of submersible electric centrifugal pumps; electric centrifugal pump installation equipment selection technique; calculation of equipment selection electric centrifugal pump installation.

Х характеристика Талаканского месторождения

Географически Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Ленского района республика Саха (Якутия), рядом с Иркутской областью. На рисунке 1 изображена обзорная схема района месторождения.

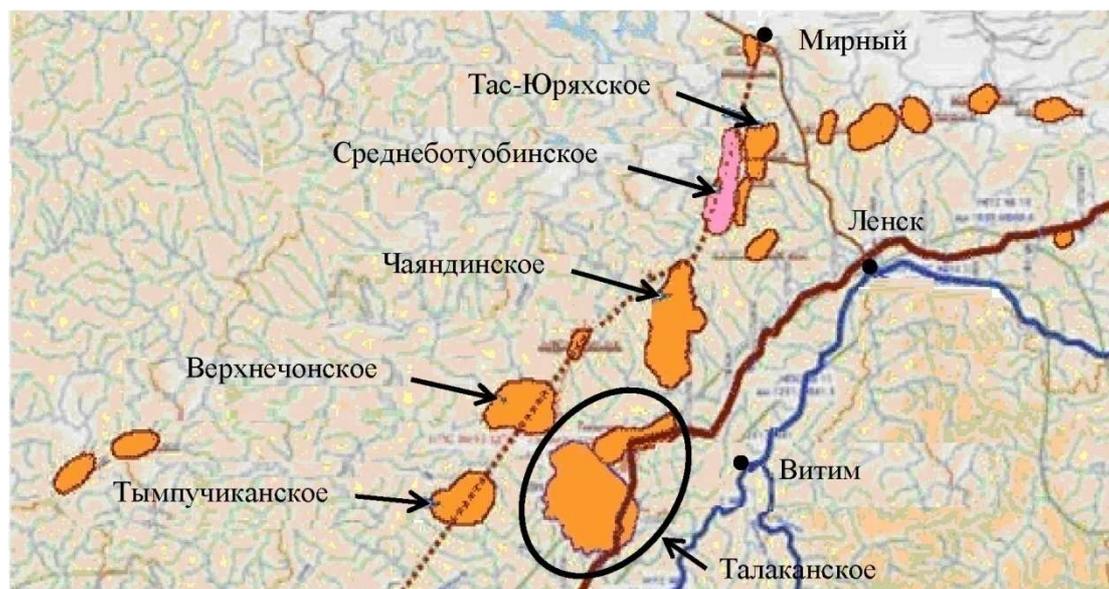


Рисунок 1 – Обзорная схема района месторождения

Населённые пункты на месторождении практически отсутствуют. На берегу р. Пеледуй, в южной части месторождения есть п. Иннялы. Источниками водоснабжения служат реки и родники. Ближайшие крупные населённые пункты п. Витим и п. Пеледуй находятся соответственно в 110 км и в 115 км от границ месторождения и расположены на левом берегу р. Лены.

Талаканское месторождение, хоть и расположено на той же параллели, что и Сургут, но климат имеет совершенно иной, резко-континентальный и сопровождается резкими колебаниями температуры воздуха. Практически нет межсезонья, жаркое лето сменяется очень холодной зимой. Месторождение входит в область массивного распространения многолетнемерзлых пород, поэтому здесь приходится искать для строек участки без вечной мерзлоты, а скважины обогревать специальными установками.

Месторождение, по сравнению с другими месторождениями, обладает рядом преимуществ: небольшие глубины залегания продуктивного горизонта от 1000–1200 м, наличие крупных залежей нефти с высокой концентрацией по площади, наличие обширных чисто нефтяных зон, высокие товарные свойства нефти. Однако главным отличием Талаканского месторождения от месторождений Западной Сибири является то, что нефть залегает в карбонатных породах (доломиты).

Рассматриваемая территория расположена в пределах Приленского структурно-денудационного плато Среднесибирского плоскогорья.

Эти обстоятельства позволяют охарактеризовать Талаканское месторождение как наиболее перспективное в нефтедобывающей отрасли региона.

История освоения месторождения

Талаканское месторождение в Якутии содержит 125 млн тонн нефти и 60 млн м³ природного газа. В 2001 году конкурс на его освоение выиграла компания «Саханефтегаз», позднее ставшая «дочкой» «ЮКОСа».

В конце 2003 года, когда чиновники собирались снова выставить Талакан на торги, на месторождение объявился хозяин. «Сургутнефтегаз» обратился в арбитражный суд Якутии с требованием выдать ему лицензию на том основании, что в конкурсе 2001 года он занял второе место с бонусом в 61 млн дол. Хотя ни законодательством о недропользовании, ни условиями конкурса такая транзакция не была предусмотрена, суд удовлетворил это требование, сославшись на аналогию – положение о проведении конкурсов на получение радиочастот.

Большинство юристов расценили тогда это решение как неправомерное. Однако Минприроды, хотя и подало апелляцию, действовало крайне пассивно, и в итоге рассмотрение жалобы так и не состоялось. Это дало повод наблюдателям предполо-

жить, что «Сургутнефтегаз» пользуется поддержкой на самом высоком уровне. В декабре 2003 года ОАО «Сургутнефтегаз» выдана лицензия ЯКУ 12061 НЭ, зарегистрированная МПР России 26.12.2003 г. На право пользования недрами Центрального блока Талаканского НГКМ.

В 1979-80 годах были проведены сейсморазведочные работы МОГТ на Джербинской площади. Подготовлена к разведке глубоким бурением Талаканская структура. В приплатформенной части Предпатомского прогиба выделен ряд линейных приразломных складок.

Талаканская структура была подготовлена к глубокому поисковому бурению в 1978-81 годах.

В 1981-82 годы были проведены электроразведочные работы методом ЗСБ на Талаканской площади (Талаканская электроразведочная партия 53/81-82). Изучен характер изменения суммарной продольной проводимости осадочного чехла юго-западной и северо-восточной частей Пеледуйского свода и прилегающих участков Предпатомского краевого прогиба. Выполнена оценка изменений проводимости нижней части разреза. Уточнено строение и гипсометрическое положение фундамента.

На Центральном блоке месторождения первая разведочная скважина № 827 была заложена в 1986 году, и в ней впервые был получен промышленный приток нефти.

В 1987-88 годах были проведены сейсморазведочные работы МОГТ, проведённых на Талаканской площади. Прослежены опорные горизонты КВ, II на Центрально-Талаканском и Таранском месторождениях; с привлечением данных бурения выполнено скоростное обоснование; проведено сейсмомоделирование; по материалам динамического анализа построены прогнозные карты распространения коллекторов и нефтегазопродуктивности осинского горизонта; выполнены структурные построения по горизонтам II и КВ.

В 1993-94 годах были проведены сейсморазведочные работы МОГТ на Талаканской и Алинской площадях. Выделены продуктивные зоны хамакинского горизонта общей площадью 809 км². Выявлена Алинская НАЛ, включающая переданные ранее в глубокое бурение Таранскую, Алинскую и Гадалинскую структуры общей площадью 684 км. Подготовлена для передачи в глубокое бурение северная часть ловушки площадью 291 км².

В 1994-95 годах были проведены сейсморазведочных работ МОГТ на Алинской площади. Уточнён структурный план по сейсмическим горизонтам КВ и II в северо-западной части Талаканского месторождения и на участке севернее Делиндинской структуры. На основании анализа динамических особенностей записи уточнено положение северной границы замещения коллекторов осинского горизонта на Талаканском месторождении.

В 1995-96 годах были проведены сейсморазведочные работы МОГТ на Алинской площади. Уточнён структурный план по сейсмическим горизонтам КВ и II в северо-западной части Талаканского месторождения и прилегающей территории. Выделен ряд тектонических нарушений, возможно являющихся экранами для образования ловушек УВ. Предполагается распространение осинского продуктивного горизонта.

В 1996-97 годах были проведены сейсморазведочные работы МОГТ на Алинской площади. Уточнён структурный план по сейсмическим горизонтам КВ и II к северозападу от Талаканского месторождения. Структурный план горизонтов II и КВ отрисовывается в виде обширного носа. Выделен ряд тектонических нарушений, осложняющих его строение. Оконтурена Бакаловская брахиантиклинальная складка, размеры её по горизонту II (21×6) км, амплитуда 30 м, по горизонту КВ (17×6) км. Предполагается распространение осинского и хамакинского горизонтов.

Анализ показателей работы фонда скважин Талаканского месторождения

Анализ фонда скважин

Фонд скважин Талаканского месторождения составляет 507 скважин. Из этих скважин 351 нефтяных, которые находятся в эксплуатации и 100 нагнетательных. Из эксплуатационных скважин, 148 принадлежат к горизонтальным и 171 к вертикальным.

С каждым годом на месторождении наблюдается увеличение отбора добываемой нефти. Это происходит за счёт интенсивного увеличения фонда эксплуатационных скважин (рис. 2).

Данная диаграмма показывает увеличение роста эксплуатационных скважин с 2013 года по 2018 год. В 2013 году фонд эксплуатационных скважин составлял 48 единиц. К 2014 году фонд вырос примерно 2 раза и число скважин составило 92. В 2015 году это число выросло ещё на 75 и составило 167 единиц. В 2016 году фонд скважин увеличился ещё на 73 и составил 240 единиц. В 2017 году было пробурено 79 скважин, количество скважин составило 319 единиц. В 2018 году пробурили 32 скважины, тем самым увеличили общий фонд эксплуатационных скважин до 351. На месторождении с каждым годом будут увеличивать фонд скважин до того времени, когда будет необходимо перейти на падающий период добычи.

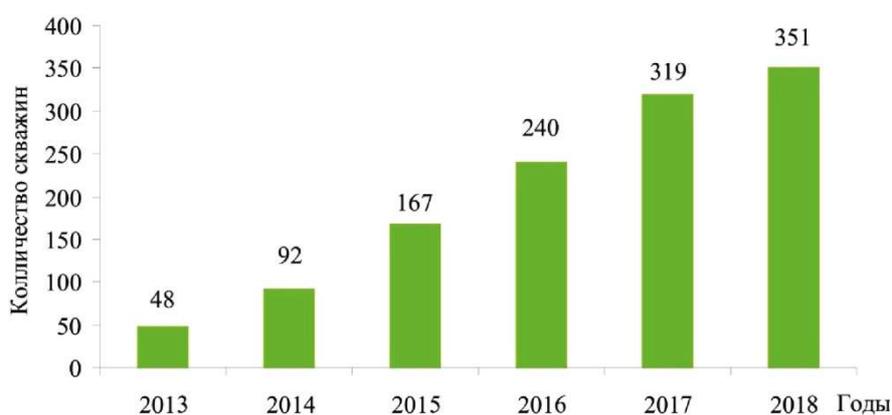


Рисунок 2 – Годовой прирост фонда скважин

На рисунке 3 представлен рост добычи нефти на месторождении по годам с 2013 по 2018 год. В 2013 году добыча составляла 597,6 тыс. тонн, с каждым годом происходил интенсивный рост объёма добычи нефти и в 2018 году объём добычи составил 7257,8 тыс. тонн. Проектная мощность на 2018 год составила 7190 тыс. тонн. Превышение реального объёма добычи нефти над проектной составила 67,8 тыс. тонн.



Рисунок 3 – Объём добычи нефти

В 2013 году прирост объёма добычи нефти составил 8,23 %, в 2014 – 16,03 %, в 2015 году – 21,46 %, в 2016 году – 28,47 %, в 2017 году – 16,62 %, в 2018 году – 9,19 %.

На месторождении применяется два способа добычи фонтанный и механизированный способ (УЭЦН). Так как месторождение находилось в начале разработки и обладало достаточно высоким пластовым давлением, большую часть фонда скважин работала на фонтанном (естественном) способе эксплуатации (рис. 4).

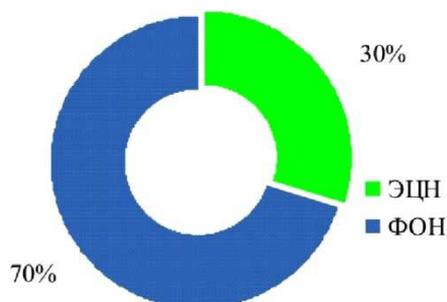


Рисунок 4 – Процентное соотношение скважин по способу эксплуатации в начале разработки месторождения

На диаграмме (рис. 4) представлено процентное соотношение фонда эксплуатационных скважин по способу эксплуатации в начале разработки месторождения. Из общего фонда добывающих скважин механизированным способом (ЭЦН) эксплуатировалось 30 % скважин, а фонтанным способом – 70 %.

Но с течением времени, по мере снижения пластового давления, необходимым стало перевод большого количества скважин на механизированный способ эксплуатации – УЭЦН.

На сегодняшний день на месторождении фонтанным способом эксплуатируются 84 скважин, с механизированным способом ЭЦН 351 скважина (рис. 5).

Диаграмма (рис. 5) показывает процентное соотношение фонда скважин по способу добычи на 2013 год. По сравнению с началом разработки месторождения применение механизированного способа (ЭЦН) добычи увеличилось на 22 % и составило 52 % от общего фонда добывающих скважин. Ввиду большого внедрения механизированного способа (ЭЦН), фонд скважин, эксплуатируемых фонтанным способом, уменьшился на 22 %.

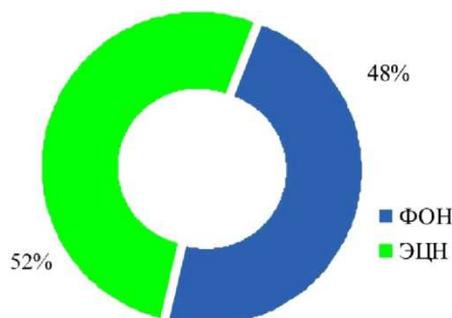


Рисунок 5 – Процентное соотношение скважин по способу эксплуатации

В силу особенностей Талаканского месторождения, дебиты скважин, работающие фонтанным способом, падают. Проанализировав фонд скважин, пришли к выводу, что скважины, оборудованные УЭЦН, со временем стали увеличиваться по количеству, чем фонтанные скважины, потому что центробежные насосы дают большой напор при заданных подачах жидкости и ограниченных габаритах насоса и обеспечивают скважинам постоянный дебит.

Согласно лицензии, полученной на данное месторождение, необходимо поддерживать определённые объёмы добычи. Для этого скважины, работающие на естественном режиме эксплуатации (фонтанном), с падающим дебитом надо переводить на механизированный способ эксплуатации для поддержания дебитов.

Фактический и плановый уровень добычи на Талаканском месторождении приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Фактический и плановый уровень добычи на Талаканском месторождении

| Основные показатели | 2016 год (факт) | 2017 год (факт) | 2018 год (факт) |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|
| Добыча нефти всего, тыс. тонн | 5 384,90 | 6 590,50 | 7 190,00 |
| Добыча нефти из новых скважин, тыс. тонн | 1 135,50 | 636,1 | 414,3 |
| Добыча попутного газа, млн м ³ | 534,5 | 616,6 | 629,1 |
| Среднедействующий фонд нефтяных скважин, в т.ч.: | 232 | 318 | 406 |
| среднедействующий фонд нагнетательных скважин, скв. | 61 | 104 | 146 |
| Ввод новых нефтяных и нагнетательных скважин, в т.ч.: | 159 | 168 | 191 |
| нефтяных | 121 | 121 | 137 |
| нагнетательных | 38 | 47 | 54 |
| Средний дебит нефти 1 скважины, в т.ч.: | | | |
| средний дебит 1 новой скважины, тонн/ч | 54,9 | 32 | 17,2 |
| средний дебит 1 старой скважины, тонн/ч | 57,5 | 65,2 | 54,5 |
| Количество ДНС, шт. | 2 | 2 | 3 |
| Количество КНС, шт. | 3 | 3 | 3 |
| Закачка рабочего агента в пласт, в т.ч.: | | | |
| вода, тыс. м ³ | 4401,50 | 6443,0 | 7357,50 |
| газ в КС, тыс. м ³ | 323 460 | 361 770 | 343 206 |

Анализ результатов исследований скважин и пластов

В 2017 году методом установившихся отборов исследовано 32 скважины Талаканского месторождения (таб. 2). Все скважины отрабатывались методом штуцирования на пяти-шести режимах, как правило, на четырёх-пяти режимах прямого хода и одном обратном. Забойные давления регистрировались глубинными манотермометрами МИКОН-107. По залежи I коэффициент продуктивности изменяется от 6,96 (№ 179-008) до 104,17 (№ 179-006) тонн/(сут. · МПа); по залежи III – от 4,61 (№ 179-005) до 476,19 (№ 179-018) тонн/(сут. · МПа).

Таблица 2 – Изменения коэффициентов продуктивности в период 2017–2018 гг.

| Скважина | Кпр, тонн/(сут. · МПа) | | Изменения, тонн/(сут. · МПа) |
|-----------|------------------------|----------|---------------------------------|
| | 2017 год | 2018 год | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| залежь I | | | |
| 179-001 | 80,00 | 34,97 | -45,03 |
| 179-003 | 68,97 | 44,84 | -24,13 |
| 179-006 | 125,00 | 104,17 | -20,83 |
| 179-007 | 40,16 | 26,32 | -13,84 |
| 179-008 | 13,16 | 6,96 | -6,2 |
| 179-014 | 23,09 | 17,04 | -6,05 |
| 179-015 | 70,42 | 65,79 | -4,63 |
| 179-017 | 6,34 | – | – |
| 179-38 | 33,33 | 35,46 | +2,13 |
| 179-69 | 55,87 | 79,37 | +23,5 |
| залежь II | | | |
| 179-92 | 2,43 | 2,54 | +0,11 |

Продолжение таблицы 2

| залежь III | | | |
|------------|--------|--------|---------|
| 179-002 | 46,51 | 35,34 | -11,17 |
| 179-004 | 30,40 | 25,38 | -5,02 |
| 179-005 | 4,79 | 4,61 | -0,18 |
| 179-010 | 41,49 | - | - |
| 179-012 | 12,61 | 14,68 | +2,07 |
| 179-016 | 232,56 | 136,99 | - 95,57 |
| 179-018 | 238,10 | 476,19 | +238,09 |
| 179-019 | 476,19 | - | - |
| 179-020 | 357,14 | 149,25 | -207,89 |
| 179-63 | 28,09 | - | - |
| 179-76 | 208,33 | 196,08 | -12,25 |
| 179-79 | 37,74 | - | - |
| 179-82 | 27,10 | - | - |
| 179-83 | 23,75 | 26,32 | +2,57 |
| 179-84 | 51,55 | 52,36 | +0,81 |
| 179-86 | 181,82 | 133,33 | -48,49 |
| 179-87 | 172,41 | 40,65 | -131,76 |

В целом по большинству скважин Талаканского месторождения по сравнению с 2017 годом в 2018 году наблюдается снижение коэффициента продуктивности. В скважинах №№ 179-005, 179-015, 179-38, 179-76, 179-84 и 179-92 изменения коэффициентов продуктивности находятся в пределах погрешности вычислений. Наибольшее снижение наблюдается в скважинах №№ 179-001, 179-008, 179-020 и 179-87. В скважине № 179-87 продуктивность уменьшилась на 131,76 тонн/(сут.·МПа) с 172,4 в 2017 году до 40,65 тонн/(сут.·МПа) в 2018 году. В скважине № 179-020 продуктивность уменьшилась на 207,89 тонн/(сут.·МПа) с 357,14 в 2017 году до 149,25 тонн/(сут.·МПа). В скважине № 179-001 продуктивность уменьшилась на 45,03 тонн/(сут.·МПа) с 80,0 в 2017 году до 34,97 тонн/(сут.·МПа). В скважине № 179-008 продуктивность уменьшилась на 6,2 тонн/(сут.·МПа) с 13,16 в 2017 году до 6,96 тонн/(сут.·МПа). Наибольшее увеличение продуктивности отмечается по скважинам №№ 179-018 и 179-69. В скважине № 179-018 продуктивность увеличилась в 2 раза с 238,1 в 2017 году до 476,2 тонн/(сут.·МПа) в 2018 году. Таким образом, в целом по большинству скважин Талаканского месторождения по сравнению с 2017 годом в 2018 году наблюдается снижение коэффициента продуктивности. В скважинах №№ 179-005, 179-015, 179-38, 179-76, 179-84 и 179-92 изменения коэффициентов продуктивности находятся в пределах погрешности вычислений. Наибольшее снижение наблюдается в скважинах №№ 179-001, 179-008, 179-020 и 179-87; наибольшее увеличение – №№ 179-018 и 179-69.

При фильтрации двухфазных жидкостей искривление индикаторных линий вызывается тем, что по мере снижения давления и связанных с этим расширения газа и разгазирования жидкости последняя оттесняется газом к стенкам поровых каналов, что препятствует продвижению жидкости к забою скважины и уменьшает продуктивность скважины. Также причиной является частичное смыкание трещин трещинного коллектора при увеличении забойной депрессии. По результатам исследований 2017 и 2018 гг. проведён анализ динамики изменения коэффициентов продуктивности (рис. 6).

Наличие информации о фактическом (текущем) коэффициенте продуктивности позволяет корректировать и прогнозировать добывные возможности скважины, влияющие на технико-экономические показатели разработки месторождения.

Проницаемость пород одного и того же пласта может резко изменяться в различных его зонах или участках. Иногда при общей хорошей проницаемости пород пласта отдельные скважины вскрывают зоны с пониженной проницаемостью, в результате чего ухудшается приток нефти и газа к ним.

Естественная проницаемость пород под влиянием тех или иных причин также может с течением времени ухудшаться. Так, при заканчивании скважин бурением призабойные зоны их часто загрязняются отфильтровавшимся глинистым раствором, что приводит к закупорке пор пласта и снижению естественной проницаемости пород.

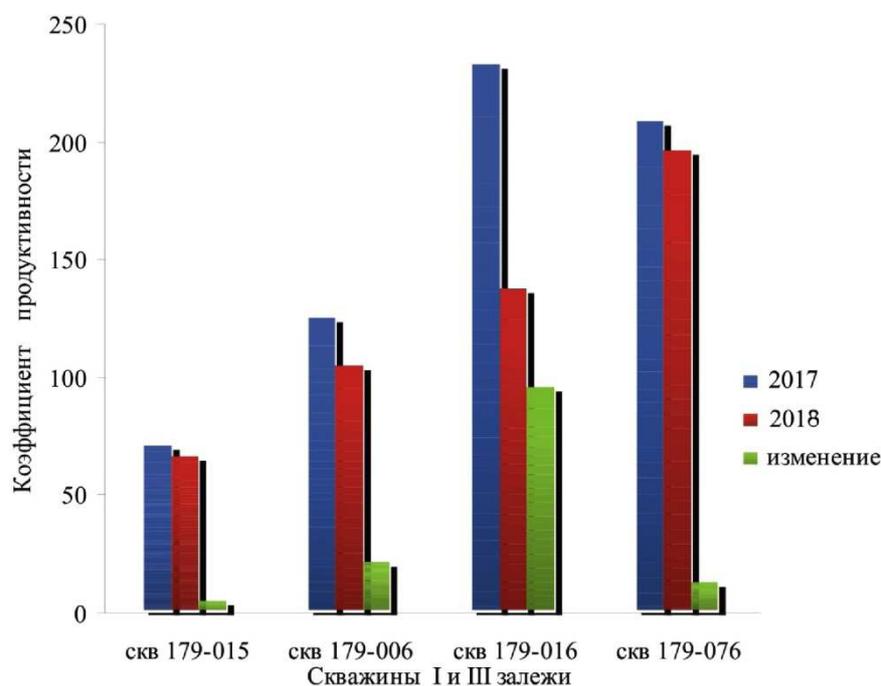


Рисунок 6 – Изменение коэффициентов продуктивности

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость пород в призабойной зоне может резко ухудшиться из-за закупорки пор парафинистыми и смолистыми отложениями, а также глинистыми частицами. Проницаемость пород призабойной зоны скважин улучшают путём искусственного увеличения числа и размеров дренажных каналов, увеличения трещиноватости пород, а также путём удаления парафина, смол и грязи, осевших на стенках поровых каналов. Часто для получения лучших результатов методы увеличения проницаемости призабойных зон скважин применяют в сочетании друг с другом или последовательно.

Повышение продуктивности скважин определяется различными причинами – изменением свойств пористой среды и жидкости. Свойства пористой среды изменяются при гидроразрыве пласта (ГРП) за счёт образования системы трещин или при тепловой обработке, в результате, которой расплавляются отложившиеся на поверхности поровых каналов парафино-смолистые вещества. Разработка карбонатного горизонта представляет большие трудности. Применение заводнения весьма ограничено из-за недостаточной приёмистости нагнетательных скважин и, для увеличения приёмистости необходимо применение различных методов воздействия призабойной зоны пласта (ПЗП).

Подбор оборудования УЭЦН

Теоретические основы оптимизации работы скважин, оборудованных УЭЦН

Погружные центробежные электронасосы (УЭЦН) предназначены для эксплуатации нефтяных и газовых скважин, характеризующихся высокой обводнённостью, малым диаметром и большой глубиной. Их основным назначением является обеспечение безотказной и длительной работы в жидкостях, содержащих агрессивные пластовые воды с растворёнными в них различными солями, газами (в том числе сероводородом), механическими примесями, преимущественно в виде песка.

Установка ЭЦН состоит из оборудования устья, погружного агрегата, электрооборудования и колонны НКТ.

Погружной агрегат включает в себя электроцентробежный насос, электродвигатель и гидрозащиту. Агрегат спускается в скважину на колонне НКТ, которая подвешивается с помощью устьевого оборудования, устанавливаемого на колонной головке эксплуатационной колонны.

Основными параметрами центробежных насосов являются его подача Q (м³/сут.) и развиваемый напор H (м). Напор насоса и его подача – взаимозависимые величины: чем выше развиваемый напор, тем ниже его подача. Величина напора характеризует высоту, на которую жидкость может быть поднята данным насосом. В паспортных данных насоса обычно указывается значения напора насоса и его подачи при максимальном КПД установки.

На сегодняшний день основной фонд добывающих скважин механизирован и состоит практически из двух видов насосных установок: установки глубинных штанговых насосов (ШСНУ) и погружных центробежных насосов.

Установка глубинного штангового насоса это простое в конструктивном исполнении устройство стало самым распространенным способом механической добычи нефти.

Основным недостатком ШСНУ является наличие механической связи между станком-качалкой и насосом в виде длинной колонны штанг, которая, не обладая достаточной прочностью и ограничивая передаваемую насосу мощность, снижает надёжность и межремонтный срок работы установки и скважины. Под действием знакопеременных нагрузок, возрастающих с увеличением глубины подвески насоса и отбора жидкости, часто происходит аварии в результате обрыва и отвинчивания (отворота) штанг. Кроме того, штанговые насосные установки характеризуются следующими недостатками:

- ограниченная производительность;
- большая металлоёмкость, громоздкость;
- наличие вращающихся и движущихся частей на поверхности;
- неполная герметизация устья скважины.

Таким образом, можно сделать вывод, что скважины, оборудованные УЭЦН, выгодно отличаются от скважин, оборудованных ШСНУ:

1. На поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоёмкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Это позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любое время года без больших затрат времени и средств на сооружение и монтаж тяжёлого оборудования. Наземное оборудование установок погружных центробежных насосов может устанавливаться непосредственно на открытом воздухе, либо в небольшой не отапливаемой будке, в зависимости от климатических условий.

2. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска насосно-компрессорных труб лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по нормам времени не более 2–3 часов.

3. При эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, устье легко поддаётся герметизации, что позволяет осуществлять сбор и отвод попутного газа.

4. Погружные электродвигатели имеют большую производительность и могут осуществлять подъём жидкости с больших глубин, чем установки штангового скважинного насоса.

Однако установки электроцентробежных насосов обладают и серьёзными недостатками:

- наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к его изоляции;
- область применения УЭЦН ограничивается температурой откачиваемой продукции;
- существенное снижение эффективности их работы при откачке высоковязких жидкостей и водонефтяных эмульсий, а также при повышенном содержании в продукции скважины свободного газа;
- размещение погружного электродвигателя в скважине обуславливает высокие требования к надёжности гидрозащиты;
- высокая стоимость приобретения и обслуживания погружного оборудования.

Под подбором УЭЦН к нефтяным скважинам понимают определение типоразмеров установок, обеспечивающих заданную добычу пластовой жидкости из скважины при оптимальных или близких к оптимальным рабочих показателях. В более широком смысле под подбором понимается определение основных рабочих показателей взаимосвязанной системы «нефтяной пласт – скважина – насосная установка» и выбор оптимальных сочетаний этих показателей. Оптимизация может вестись по различным критериям, но, в конечном итоге, все они должны быть направлены на один конечный результат – минимизацию себестоимости единицы продукции – тонны нефти.

В основу методик подбора установок центробежных насосов к нефтяным скважинам положены исследования в таких областях как: фильтрация жидкости и газа в пласте и призабойной зоне пласта, движение газоводонефтяной смеси по колонне обсадных труб, законы изменения газосодержания, давления, плотности, вязкости и т.д.

Кроме того, часто необходимо знать точные значения температуры как перекачиваемой жидкости, так и элементов насосной установки, поэтому в методике подбора важное место занимают термодинамические процессы взаимодействия насоса, погружного электродвигателя и токонесущего кабеля с откачиваемым многокомпонентным пластовым флюидом.

Необходимо отметить, что при любом способе подбора УЭЦН есть необходимость в некоторых допущениях и упрощениях, позволяющих создавать более или менее адекватные модели работы системы «пласт – скважина – насосная установка». Такими допущениями и упрощениями в общем случае являются следующие утверждения:

1. Инклинограмма скважины является неизменным во времени параметром.
2. Процесс фильтрации пластовой жидкости в призабойной зоне пласта во время процесса подбора оборудования является стационарным, с постоянными значениями давления, обводнённости, газового фактора, коэффициента продуктивности и т.д.

С учётом представленных выше допущений общая методика подбора УЭЦН выглядит следующим образом:

1. По геофизическим, гидродинамическим и термодинамическим данным пласта и призабойной зоны, а также по планируемому (оптимальному или предельному в зависимости от задачи подбора) дебиту скважины определяются забойные величины – давление, температура, обводнённость и газосодержание пластового флюида.

2. По законам разгазирования потока пластовой жидкости, а также по законам относительного движения отдельных составляющих этого потока по колонне обсадных труб на участке «забой скважины – приём насоса» определяется необходимая глубина спуска насоса или давление на приёме насоса, обеспечивающие нормальную работу насосного агрегата. В качестве одного из критериев определения глубины подвески насоса может быть выбрано давление, при котором свободное газосодержание на приёме насоса не превышает определённую величину. Другим критерием может являться максимально допустимая температура откачиваемой жидкости на приёме насоса.

Если результат расчёта оказывается нереальным (например, глубина спуска насоса оказывается больше глубины самой скважины), расчёт повторяется с использованием изменённых исходных данных (дебита, давления, обводнённости и т.д.).

Расчётная глубина подвески насоса проверяется на возможный изгиб насосной установки, на угол отклонения оси скважины от вертикали, на темп набора кривизны, после чего выбирается уточнённая глубина подвески.

1. По выбранной глубине подвески, типоразмеру обсадных и НКТ, а также по планируемому дебиту, обводнённости, газовому фактору, вязкости и плотности пластовой жидкости и устьевым условиям определяется потребный напор насоса. В соответствии с этим подбираются насосные установки, чьи рабочие характеристики лежат в непосредственной близости от расчётных величин дебита и напора. Для выбранных типоразмеров насосных установок проводится пересчёт их «водяных» рабочих характеристик на реальные данные пластовой жидкости (с учётом вязкости, плотности, газосодержания).

2. По новой «нефтяной» характеристике насоса выбирается количество рабочих ступеней, удовлетворяющих заданным параметрам – подаче и напору. По пересчитанным характеристикам определяется мощность насоса и выбирается приводной электродвигатель, токонесущий кабель и наземное оборудование (трансформатор и станция управления).

3. По температуре пластовой жидкости на приёме насоса, по мощности, КПД и теплоотдаче насоса и погружного электродвигателя определяется температура основных элементов насосной установки – обмотки электродвигателя, масла в гидрозащите, токоввода, токоведущего кабеля и т.д. После расчёта температур в характерных точках уточняется исполнение кабеля по теплостойкости (строительной длины и удлинителя), а также исполнение ПЭД, его обмоточного провода, изоляции и масла гидрозащиты.

4. После окончательного подбора УЭЦН по величинам подачи, напора, температуры и габаритным размерам проводится проверка возможности использования выбранной установки для освоения нефтяной скважины после бурения или подземного ремонта. При этом, в качестве откачиваемой жидкости для расчёта принимается тяжёлая жидкость глушения или иная жидкость (пена), используемая на данной скважине.

Расчёт ведётся для изменённых плотности и вязкости, а также для других зависимостей тепловода от насоса и погружного электродвигателя к откачиваемой жидкости. Во многих случаях при указанном расчёте определяется максимально возможное время безостановочной работы погружного агрегата при освоении скважины до достижения критической температуры на обмотках статора погружного двигателя.

После окончания подбора УЭЦН установка при необходимости проверяется на возможность работы на пластовой жидкости, содержащей механические примеси или коррозионно-активные элементы. При невозможности заказа для данной конкретной скважины специального исполнения износо- или коррозионностойкого насоса определяются необходимые геолого-технические и инженерные мероприятия, позволяющие снизить влияние нежелательных факторов.

Эксплуатация установок центробежных насосов является наиболее рациональной при следующих условиях:

1. Содержание воды в добываемой продукции не более 99 %.
2. Содержание механических примесей не более:
 - для насосов обычного исполнения – 0,1 г/л;
 - для насосов износостойкого исполнения – 0,5 г/л.
3. Содержание сероводорода, не более:
 - для насосов обычного исполнения – 0,01 г/л;
 - для насосов износостойкого исполнения – 1,25 г/л.
4. Максимальное объёмное содержание газа на приёме насоса, не более:
 - для установок без газосепаратора – 25 %;
 - для установок с газосепаратором – 55 %.
5. Микротвёрдость частиц не более 5 баллов по Моосу.
6. Минимальное допустимое снижение изоляции системы «кабель – ПЭД» – 0,03 МОм.
7. Водородный показатель для насосов коррозионностойкого исполнения 6,0-8,5.
8. Температура перекачиваемой жидкости не более 90 °С.
9. Зенитный угол в зоне работы УЭЦН не более – 40°.
10. Темп набора кривизны, не более:
 - в зоне прохождения УЭЦН – 12° на 1 м;
 - в зоне работы УЭЦН – 18° на 1 м.

Анализ отказов УЭЦН на Талаканском месторождении

Наибольший фонд добывающих скважин на Талаканском месторождении работает механизированным способом, из них оборудовано ЭЦН – 351 скважина. При работе происходят сбои работы насосов, в основном по причине отказа оборудования. Межремонтный период работы скважин с УЭЦН невысокий и составляет в среднем 186 сут. Проанализируем причины отказов по наработке. Больше число отказов – преждевременные, происходит после работы оборудования от 31 до 180 сут. (52 %) и от 3 до 30 сут. (24 %). Повторные отказы (от 0 до 2 сут.) составляют 9 %. Затянувшиеся отказы составляют 15 % от всех наработок.

В 2016 году на скважинах, оборудованных ЭЦН, были отмечены следующие причины отказов:

- необеспеченность притока на скважинах после интенсификации и ввода новых скважин из бурения – 26 %;

- парафиноотложения – 15 %;
- солеотложения – 12 %;
- засорение ЭЦН механическими примесями – 8 %;
- механическое повреждение кабеля – 7 %;
- вынос проппанта на скважинах после ГРП – 5 %;
- брак вывода на режим, скрытый дефект кабеля, брак подготовки скважин – 4 %;
- брак ремонта гидрозащиты и ПЭД, брак эксплуатации УЭЦН – 2 %;
- брак УЭЦН, брак при монтаже, не герметичность лифта, солеотложения – 1 %;
- неустановленные причины отказов – 5 %;
- прочие причины отказов – 15 % (табл. 3).

Таблица 3 – Причины отказов УЭЦН на Талаканском месторождении

| Параметр | Процент от всех отказов, % |
|---|----------------------------|
| Необеспеченность притока на скважинах после интенсификации и ввода новых скважин из бурения | 26 |
| Парафиноотложения | 15 |
| Солеотложения | 12 |
| Засорение ЭЦН механическими примесями | 8 |
| Механическое повреждение кабеля | 7 |
| Вынос проппанта на скважинах после ГРП | 5 |
| Брак вывода на режим, скрытый дефект кабеля, брак подготовки скважин | 4 |
| Брак ремонта гидрозащиты и ПЭД, брак эксплуатации УЭЦН | 2 |
| Брак УЭЦН, брак при монтаже, не герметичность лифта, солеотложения | 1 |
| Не установленные причины отказов | 5 |
| Прочие причины отказов | 15 |

Для улучшения показателей эксплуатации скважин на Талаканском месторождении необходимо улучшить контроль над подбором оборудования, эксплуатацией скважин, качественным выводом на режим и установить устройство для крепления кабелей к элементам установки электроцентробежных насосов. Технической задачей изобретения является повышение надёжности устройства за счёт предотвращения контакта элементов конструкции со стыками и внутренней поверхностью обсадных труб при спускоподъёмных операциях, уменьшение габарита устройства, обеспечение крепления кабеля-удлинителя, а также обеспечение направления дополнительного кабеля с возможностью его продольного перемещения.

Были проанализированы все без исключения узлы УЭЦН поступившие со скважин. При этом отказы классифицируются:

1. По длительности работы УЭЦН в скважине:
 - затянувшиеся (УЭЦН не запустился в работу);
 - повторные (УЭЦН отработал менее 2 сут. с момента первого выпуска);
 - преждевременные (УЭЦН отработал от 2 до 30 сут., либо от 30 до 180 сут.);
 - прочие (УЭЦН отработал более 180 суток).
2. По причине подъёма УЭЦН из скважины:
 - снижение изоляции системы «кабель – двигатель»;
 - обрыв в цепи питающей ПЭД («отсутствие звезды»);
 - снижение производительности УЭЦН либо полное прекращение подачи;
 - заклинивание валов УЭЦН («установка не разворачивается»);
 - геолого-технические мероприятия, не связанные с выходом из стоя узлов

УЭЦН;

3. Прочие.

По службам виновным в отказе УЭЦН: НГДУ, смежники (УПНП и КРС, УБР, СП, прочие), база ЭПУ, завод изготовитель, не установлены и прочие.

Во всех случаях определяется техническое состояние УЭЦН поступившей со скважины, заполняется ремонтный журнал и эксплуатационный паспорт поднятой установки. В случае выхода из стоя узла УЭЦН, его техническое состояние обязательно

нужно соотносить с режимом эксплуатации и прочими скважинными условиями. Первопричину отказа УЭЦН зачастую можно определить ещё до спуска этой установки в скважину: исходя из качества ремонта и монтажа на предприятии, осуществляющем прокат ЭПУ, соблюдения необходимых условий подбора УЭЦН, подготовки самой скважины к спуску.

Оценка и определение причин отказа УЭЦН разбивается на следующие этапы:

Первый этап – непосредственно на скважине, до подъёма установки. При этом необходимо не только точно определить причину остановки и состояние УЭЦН, но и окончательно убедиться в невозможности дальнейшей работы установки без подъёма из скважины. Запуск аварийно остановившейся установки значительно сокращает затраты. Но в то же время многократный пуск УЭЦН, особенно при повышенных нагрузках, значительно снижает ресурс изоляции двигателя и кабеля.

Второй этап – демонтаж поднятой отказавшей УЭЦН. На этом этапе работы выполняются совместно персоналом ЭПУ и бригады ремонта скважин. Результаты демонтажа и все обнаруженные отклонения записываются в эксплуатационный паспорт УЭЦН. В случае подъёма УЭЦН из-за отсутствия, либо снижения подачи и при заклинивании, необходимо тщательно осмотреть обратный и сбивной клапан, убедиться в их работоспособности, отсутствии мех примесей и попытаться запустить на устье скважины поднятую установку с обратным клапаном. Для этого необходимо долить скважину до устья, установить на выкиде заглушку с манометром и запустить УЭЦН.

Третий этап – подготовка к ревизии и дефектации узлов УЭЦН. На этом этапе до начала рабочего дня цеха ремонта, ознакомиться с эксплуатационным паспортом установки (характеристика скважины, режим работы УЭЦН, причины подъёма, результаты демонтажа). В случае если УЭЦН отработал менее 180 сут., предупреждает представителя нефтедобывающего предприятия о предстоящей разборке УЭЦН.

Четвёртый этап – разборка и дефектация узлов УЭЦН в цехе ремонта ЭПУ производится рабочими цеха. В процессе разборки проверяется вращение валов, состояние шлицевых концов валов и соединительных муфт. Грамотная дефектация узлов и деталей позволит определить причину отказа УЭЦН – комплектного устройства, незначительный дефект одного из узлов которого вызывает отказ другого узла и всей установки. Задача не только разобрать и отдефектовать узел, но и собрать как можно больше информации о состоянии каждого узла в отдельности, чтобы получить достоверную общую картину, позволяющую определить причину отказа УЭЦН. Очень важна предварительная подготовка к разборке и дефектации узлов: изучение эксплуатационного паспорта УЭЦН, режима работы, протоколов испытаний и карточек узлов.

Пятый этап – подготовка к заседанию Дня качества. На этом этапе производится анализ всей информации, чтобы определить чёткую картину отказа и если нужно, производится сбор и подготовка дополнительной информации.

Шестой этап – ежемесячное заседание дня качества по определению причин отказов УЭЦН в скважинах. По состоянию результатов составляется и подписывается сторонами протокол. При необходимости вносятся оперативные изменения в план работ бригад ремонта скважин, принимаются решения об изменении типоразмера УЭЦН в рассматриваемой скважине или о прекращении вообще эксплуатации в ней УЭЦН.

Седьмой этап – подготовка претензионных материалов по факту преждевременного отказа УЭЦН в скважине.

Восьмой этап – проведение анализа надёжности работы УЭЦН за месяц. Составляется итоговая таблица распределения причин отказа в работе УЭЦН. Для проведения анализа также служит расчёт МРП в целом по базе, по нефтедобывающим предприятиям, по месторождениям, по типоразмерам УЭЦН, по пластам и глубинам подвески, рассчитываемые ежегодно.

В большинстве случаев чётко определить причину отказа или выявить брак какой-либо службы в оборудовании, проработавшем более 30 сут., невозможно. Исполнение данных условий и требований позволит не только чётко определить причины выхода из строя УЭЦН на скважинах, но и своевременно принимать меры по их предотвращению впредь, неуклонно повышать МРП работы оборудования и поддерживать высокую технологическую дисциплину рабочих.

Мероприятия по увеличению МРП работы ЭЦН:

Для достижения эффективности работ УЭЦН на Талаканском месторождении необходимы следующие условия:

1. Применение УЭЦН в коррозионно-стойком исполнении:
 - рабочие органы должны быть выполнены из износостойких материалов;
 - качество обработки рабочих органов должно быть достаточно высоким, чтобы предотвратить оседание на них солейотложений и мех примесей;
 - промежуточные подшипники и узлы пяты необходимо исполнять из современных износостойких материалов, с применением твёрдых сплавов (карбид кремния);
 - рассмотреть возможность внесения конструктивных изменений в приёмном модуле для повышения эффективности защиты насоса от влияния механических примесей.
2. При отложении парафина и неорганических солей на стенках скважин и подъёмных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти, резко ухудшаются условия работы насоса, происходит падение дебита от 10 до 70 %, вследствие чего уменьшается объём прокачиваемой через насос жидкости, повышение динамического уровня, изменение токовых нагрузок. А, следовательно, необходимо внедрять эффективные мероприятия по борьбе с отложениями АСПО и солей.
3. Важной особенностью Талаканского месторождения является эксплуатация ЭЦН на малодобитном фонде скважин, вследствие чего необходимо применять установки ЭЦН следующих типов:
 - расширенными динамическими характеристиками и рабочей зоной;
 - производительностью от 10 м³/сут. и выше.
4. В связи с высоким газосодержанием на приёме насоса необходимо:
 - применять газосепараторы с повышенным коэффициентом сепарации;
 - рассмотреть возможность применения на Талаканском месторождении методики «предварительного дегазирования газа и разрушение структуры откачиваемой эмульсии».
5. Для повышения эффективности работы электропогружного оборудования необходимо применять системы телеметрии, которые будут обеспечивать контроль таких параметров как температура и давление на приёме насоса, что позволит своевременно выявить отклонения от работы УЭЦН, вносить изменения в технологические режимы, проводить комплексные исследования скважин и т.д.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) для добычи нефти из скважин

Компания «Борец» производит полнокомплектные установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) для добычи нефти:

- в габарите 5 – насос с наружным диаметром корпуса 92 мм, для обсадных колонн с внутренним диаметром 121,7 мм;
- в габарите 5А – насос с наружным диаметром корпуса 103 мм, для обсадных колонн с внутренним диаметром 130 мм;
- в габарите 6 – насос с наружным диаметром корпуса 114 мм, для обсадных колонн с внутренним диаметром 144,3 мм.

Оценка герметичности колонны труб производится в процессе её опрессовки. Колонна считается герметичной, если в процессе её опрессовки при опрессовочном давлении давление в затрубном пространстве снижается, например, в течение 30 минут не более чем на 0,5 МПа. «Борец» предлагает различные варианты комплектации УЭЦН в зависимости от условий эксплуатации и требований потребителей.

Высококвалифицированные специалисты завода «Борец» производят подбор комплектации УЭЦН для каждой конкретной скважины, обеспечивающий оптимальное функционирование системы «скважина – насос».

Стандартная комплектация УЭЦН:

- погружной центробежный насос;
- модуль входной или газостабилизирующий модуль (газосепаратор, диспергатор, газосепаратор-диспергатор);

- погружной электродвигатель с гидрозащитой (2, 3, 4) кабель и кабельный удлинитель;

- станция управления погружным электродвигателем.

Указанные изделия выпускаются в широкой номенклатуре параметров и имеют исполнения для обычных и осложненных условий эксплуатации.

В реальных условиях эксплуатации механизированных скважин случаи, когда износ узлов ЭЦН носит только эрозионный характер, крайне редки. Обычно изнашивание элементов узлов ЭЦН, образующих проточные каналы насоса, носит комплексный характер, включающий все виды абразивного износа.

Компания «Борец» выпускает погружные центробежные насосы на подачи от 15 до 1000 м³/сут., напором от 500 до 3500 м, следующих типов:

- погружные центробежные двухопорные насосы с рабочими ступенями из высокопрочного нирезиста (типа ЭЦНД) – предназначены для эксплуатации в любых условиях, в том числе в осложнённых (с повышенным содержанием мехпримесей, газо-содержания и температуры перекачиваемой жидкости);

- погружные центробежные насосы в модульном исполнении (типа ЭЦНМ) – предназначены преимущественно для обычных условий эксплуатации;

- погружные центробежные двухопорные насосы с рабочими ступенями из высокопрочных коррозионностойких порошковых материалов (типа ЭЦНДП) – рекомендуются для скважин с высоким газовым фактором и нестабильным динамическим уровнем, успешно противостоят отложению солей.

Насосы погружные центробежные модульные типа ЭЦНД

Насосы типа ЭЦНД предназначены преимущественно для обычных условий эксплуатации. Ступени одноопорной конструкции, материал ступеней – высокопрочный легированный модифицированный серый перлитный чугун, обладающий повышенной износо- и коррозионной стойкостью в пластовых средах с содержанием механических примесей до 0,2 г/л и относительно невысокой интенсивностью агрессивности рабочей среды.

Основным отличием насосов ЭЦНД является ступень двухопорной конструкции из чугуна марки нирезист. Стойкость нирезиста к коррозии, износу в парах трения, гидроабразивному износу позволяет использовать насосы ЭЦНД в скважинах с осложненными условиями эксплуатации.

Применение двухопорных ступеней существенно улучшает эксплуатационные характеристики насоса, повышает продольную и поперечную устойчивость вала и снижает вибрационные нагрузки. Повышается надёжность работы насоса и его ресурс.

Преимущества ступеней двухопорной конструкции:

- повышенный ресурс нижних осевых опор рабочего колеса;
- более надёжная изоляция вала от абразивной и коррозионноагрессивной жидкости;

- увеличенный ресурс работы и радиальная устойчивость вала насоса из-за увеличенной длины межступенных уплотнений.

Для осложнённых условий эксплуатации в этих насосах, как правило, устанавливаются промежуточные радиальные и осевые керамические подшипники.

Насосы ЭЦНД имеют напорную характеристику постоянно падающей формы, исключая возникновение неустойчивых режимов работы, приводящих к повышенной вибрации насоса и снижающей вероятность отказов оборудования.

Применение двухопорных ступеней, изготовление опор вала из карбида кремния, соединение секций насоса по типу «корпус – фланец» болтами с мелкой резьбой класса прочности 10.9 повышают надёжность работы УЭЦН и снижают вероятность отказов оборудования.

Условия эксплуатации приведены в таблице 4.

Допускаемый темп набора кривизны ствола скважины не должен превышать 2° на 10 м.

Угол отклонения оси ствола скважины от вертикали в зоне работы погружного агрегата не должен быть более 60°. Технические характеристики приведены в таблице 5.

Таблица 4 – Условия эксплуатации

| Параметр | Значение |
|---|-------------------|
| Водородный показатель pH | 6,0–8,5 |
| Концентрация твердых частиц в пластовой жидкости, г/л | 0,5 |
| Микротвёрдость частиц по шкале Мооса | не более 7 баллов |
| Максимальное содержание свободного газа на приёме насоса по объёму, % | 25 |
| – с применением газосепаратора или диспергатора | 55 |
| – с применением «газосепаратора-диспергатора» | 68 |
| Температура откачиваемой жидкости, °С | не более 135 |

Таблица 5 – Технические характеристики

| Группа насоса | Номинальная подача, м ³ /сут. | Напор насоса, м | | КПД, % |
|---------------|--|-----------------|------|--------|
| | | min | max | |
| 5 | 30 | 1000 | 2800 | 33,0 |
| | 50 | 1000 | | 43,0 |
| | 80 | 900 | | 51,0 |
| | 125 | 750 | | 52,0 |
| 5А | 35 | 100 | 2700 | 35,0 |
| | 60 | 1250 | 2700 | 50,0 |
| | 100 | 1100 | 2650 | 54,0 |
| | 160 | 1250 | 2100 | 58,0 |
| | 250 | 1000 | 2450 | 57,0 |
| | 320 | 800 | 2200 | 55,0 |
| | 400 | 850 | 2000 | 61,0 |

Установки погружных электроцентробежных насосов

Установки ЭЦН являются основным видом нефтедобывающего оборудования. Если в 1960 году ими добывалось 9,3 млн тонн нефти, то уже в 1980 году около 200 млн тонн при 19 % фонда скважин.

Основным фактором широкого применения УЭЦН является установка привода в скважине около насоса, что ликвидировало длинный узел связи между ними и позволило снять ограничение на передачу полезной мощности насосу.

В настоящее время полезная мощность ЭЦН составляет от 14 до 120 кВт против 40 кВт у штанговых насосов.

Промышленностью выпускаются насосы для отбора до 1000 м³/сут. жидкости при напоре 900 м (табл. 6), различных типоразмеров (табл. 7). Содержание в добываемой жидкости сероводорода до 0,01 г/л, для установок коррозионно-стойкого исполнения – 1,25 г/л; максимальное содержание попутной воды – 99 %, свободного газа на входе в насос не более 25 % (по объёму), а для установок с модулями-газосепараторами – 55 %. Максимальное содержание твёрдых частиц – 0,1 г/л, а для насосов в износостойком исполнении – до 5 г/л.

Шифр: ЭЦН-5А-360-600 – электроцентробежный насос для обсадной колонны 5А (диаметром 146 мм) подача 360 м³/сут., напор – 600 м водяного столба ($P = 1000 \text{ кг/м}^3$). Диаметры эксплуатационных колонн в обозначении группы ЭЦН соответствуют:

- 5 – обсадная колонна диаметром 140 мм с внутренним диаметром 121,7 мм;
- 5А – обсадная колонна диаметром 146 мм с внутренним диаметром 130 мм;
- 6 и 6А – обсадная колонна диаметром 168 мм с внутренним диаметром 144,3 мм и 148,3 мм соответственно.

В соответствии с группами ЭЦН диаметры корпусов насосов составляют 92 мм, 103 мм, 114 мм и 137 мм. Внутренний диаметр корпусов насосов соответственно равен 80 мм, 90 мм, 100 мм и 120 мм.

Таблица 6 – Характеристики погружных центробежных насосов

| Шифр насоса | Номинальные | | напор, м | Рабочая область | | КПД, % | Число ступеней | Масса, кг |
|-----------------|------------------------------|----------|----------|------------------------------|----------|--------|----------------|-----------|
| | подача, м ³ /сут. | напор, м | | подача, м ³ /сут. | напор, м | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | |
| ЦНН5-40-850 | 40 | 940 | 25-70 | 960-690 | 37,8 | 191 | 185 | |
| ЭЦН5-40-1400 | | 1475 | | 1510-1100 | | | | |
| ЭЦНН5-40-950 | | 860 | | 890-650 | | | | |
| ЭЦН5-80-850 | 80 | 850 | 60-115 | 910-490 | 49,8 | 195 | 205 | |
| ЭЦН5-80-1200 | | 1195 | | 1280-695 | | | | |
| ЭЦНН5-80-1550 | | 1500 | | 1520-1100 | | | | |
| ЭЦН5-130-600 | 130 | 675 | 85-160 | 765-500 | | 164 | 318 | |
| ЭЦН5-130-1200 | | 1160 | | 1320-860 | | | | |
| ЭЦНН5-130-1200 | | 1165 | | 1300-830 | | | | |
| ЭЦНН5А-100-1350 | 100 | 1300 | 80-180 | 1360-800 | 49,0 | 248 | 288 | |
| ЭЦН5А-160-1100 | 160 | 1080 | 125-205 | 1225-710 | 57,5 | 226 | 313 | |
| ЭЦН5А-160-1400 | | 1400 | | 1520-1000 | | | | |
| ЭЦН5А-250-800 | | 800 | | 900-490 | | | | |
| ЭЦН5А-250-1000 | 250 | 1010 | 190-350 | 1110-625 | 59,5 | 187 | 432 | |
| ЭЦН5А-360-600 | | 570 | | 670-440 | | | | |
| ЭЦН5А-360-700 | | 660 | | 760-500 | | | | |
| ЭЦН5А-360-850 | 360 | 850 | 290-430 | 950-680 | 59,3 | 186 | 456 | |
| ЭЦНН6-100-1500 | | 1460 | | 1560-950 | | | | |
| ЭЦН6-160-850 | | 855 | | 930-750 | | | | |
| ЭЦНН6-160-750 | 160 | 740 | 130-185 | 830-605 | 57,0 | 109 | 182 | |
| ЭЦН6-160-1100 | | 1150 | | 1260-980 | | | | |
| ЭЦНН6-160-1190 | | 1060 | | 1195-875 | | | | |
| ЭЦН6-160-1450 | 160 | 1580 | 130-185 | 1740-1380 | 56,5 | 247 | 382 | |
| ЭЦНН6-160-145 | | 1385 | | 1550-1140 | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | 57,8 | 222 | 338 | |

Продолжение таблицы 6

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|----------------|-----|------|---------|----------|------|-----|-----|
| ЭЦНИ6-250-800 | | 785 | 200-330 | 850-550 | 62,0 | 125 | 240 |
| ЭЦНИ6-250-800 | | 850 | 190-320 | 920-615 | 61,0 | 133 | 238 |
| ЭЦНИ6-250-1050 | 250 | 1140 | 200-330 | 1230-820 | 62,0 | 183 | 386 |
| ЭЦНИ6-250-1050 | | 1080 | 190-320 | 1175-815 | 61,0 | 170 | 333 |
| ЭЦНИ6-250-1400 | | 1385 | 200-330 | 1490-960 | 62,0 | 229 | 424 |
| ЭЦНИ6-350-650 | | 620 | 280-440 | 685-400 | 64,0 | 90 | 280 |
| ЭЦНИ6-350-650 | 350 | 690 | 230-430 | 700-470 | 51,8 | 106 | 261 |
| ЭЦНИ6-350-850 | | 840 | 280-440 | 925-510 | 64,0 | 125 | 390 |
| ЭЦНИ6-350-850 | 350 | 850 | 230-430 | 1000-530 | 49,6 | 149 | 371 |
| ЭЦНИ6-350-1100 | | 1000 | 260-430 | 1170-710 | 61,5 | 154 | 455 |
| ЭЦНИ6-500-450 | | 445 | 350-680 | 530-260 | 62,5 | 84 | 286 |
| ЭЦНИ6-500-450 | 500 | 415 | 300-600 | 558-328 | 50,0 | 93 | 250 |
| ЭЦНИ6-500-750 | | 775 | 350-680 | 905-455 | 62,5 | 143 | 477 |
| ЭЦНИ6-500-750 | | 750 | 420 | 860-480 | 60,0 | 145 | 462 |

Таблица 7 – Типоразмеры погружных электродвигателей

| Электродвигатель | Номинальные | | | КПД, % | cos φ | Скорость охлаждения жидкости, м/с | Температура окружающей среды, °С | Длина, м | Масса, кг |
|------------------|---------------|---------------|--------|--------|-------|-----------------------------------|----------------------------------|----------|-----------|
| | мощность, кВт | напряжения, В | ток, А | | | | | | |
| ПЭД14-103 | 14 | 350 | 40 | 72 | 0,80 | 0,06 | 70 | 4,20 | 200 |
| ПЭД20-103 | 20 | 700 | 29 | 73 | 0,78 | 0,06 | 70 | 5,17 | 275 |
| ПЭД28-103 | 28 | 850 | 34,7 | 73 | 0,75 | 0,085 | 70 | 5,5 | 295 |
| ПЭД40-103 | 40 | 1000 | 40 | 72 | 0,80 | 0,12 | 55 | 6,2 | 335 |
| ПЭДС55-103 | 55 | 850 | 69 | 73 | 0,75 | 0,37 | 70 | 5,21 | 500 |
| ПЭД45-117 | 45 | 1400 | 27,3 | 81 | 0,84 | 0,27 | 50 | 5,60 | 382 |
| ПЭД65-117 | 65 | 2000 | 27,5 | 81 | 0,84 | 0,27 | 50 | 7,5 | 525 |
| ПЭД90-117 | 90 | 2000 | 38,7 | 81 | 0,83 | 0,4 | 60 | 10,7 | 750 |
| ПЭД17-123 | 17 | 400 | 39,5 | 78 | 0,80 | 0,1 | 80 | 4,6 | 348 |
| ПЭД35-123 | 35 | 550 | 55,5 | 79 | 0,84 | 0,12 | 70 | 5,45 | 425 |
| ПЭД46-123 | 46 | 700 | 56,5 | 79 | 0,85 | 0,2 | 80 | 6,73 | 528 |
| ПЭД55-123 | 55 | 800 | 61,5 | 78 | 0,83 | 0,2 | 70 | 7,2 | 568 |
| ПЭД75-123 | 75 | 915 | 73,5 | 76 | 0,85 | 0,3 | 55 | 8,02 | 638 |
| ПЭД100-123 | 100 | 950 | 89,5 | 80 | 0,85 | 0,35 | 60 | 8,02 | 638 |
| ПЭД125-138 | 125 | 2000 | 50,5 | 84 | 0,85 | 0,9 | 50 | 8,21 | 800 |

В последнее время промышленностью освоен выпуск насосов в модульном исполнении, что позволяет более точно подобрать насос для широкого диапазона параметров скважин. В этом случае в обозначение насоса вводится буква «М».

Для привода погружных центробежных электронасосов применяется маслозаполненный погружной трёхфазный асинхронный электродвигатель переменного тока с короткозамкнутым ротором и синхронной частотой оборотов 3066 в мин.

Электродвигатели изготавливаются диаметрами 103, 117, 123 и 138 мм, что позволяет компоновать их с соответствующей группой насосов 5, 5А, 6, 6А и опускать в соответствующую эксплуатационную колонну с зазором 10–20 мм.

Всего предусмотрено 15 типоразмеров погружных электродвигателей мощностью от 14 до 125 кВт (табл. 7). Большие мощности и малые диаметры вызывают необходимость иметь большую длину электродвигателя до 8,2 м.

Для предотвращения попадания пластовой жидкости из скважины корпус электродвигателя выполняется герметичным, и его заполняют трансформаторным маслом с высоким пробивным напряжением. Масло служит одновременно смазкой для подшипников скольжения электродвигателя.

Трансформаторное масло для лучшего охлаждения и смазки опор циркулирует. Оно поднимается по пустотелому валу к турбинке и нагнетается ею в полость над статором двигателя. Отсюда оно идёт по зазорам между статором и ротором и по пазам в статорном железе, отводя тепло от перегретых деталей и вынося продукты износа из подшипников.

Теплостойкость изоляции проводов обмотки электродвигателей ограничена 130–160 °С, поэтому температура добываемой жидкости в скважине не должна превышать 50–80 °С в зависимости от конструкции двигателя и применяемых материалов.

В настоящее время разработаны и начинают широко внедряться погружные электродвигатели для привода насосов в модульном исполнении.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости с температурой до 110 °С и гидродинамическим давлением до 20 МПа.

Обозначения: ПЭДУСК-90-117В5 – погружной электродвигатель унифицированный. С – секционный, К – коррозионно-стойкий (отсутствующие буквы – нормальный); 90 – полезная (номинальная) мощность, кВт; 117 – диаметр корпуса, мм; В5 – климатическое исполнение и категория размещения.

Литература:

1. СургутНИПИнефть. Проектирование строительства скважин на Талаканском месторождении. – Сургут : СургутНИПИнефть, 2008. – Том 1. – Книга 1. – 231 с.
2. Технологический регламент цеха добычи нефти и газа НГДУ «Талаканнефть», 2009. – 79 с.
3. Арутюнов А.А. [и др.]. Оборудование для добычи нефти. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.
4. Будников А.М., Щеглов А.В., Апенышев Д.С. Влияние геологических особенностей строения Талаканского НГКМ на режим работы скважин. – Сургут : Издательство «Сургутграф», 2009. – Книга 1. – 35 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
7. Булатов А.И., 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.
8. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
9. 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.
10. 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.

11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
12. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 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. Кошелев А.Т., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Реконструкция и восстановление скважин : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.
16. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
17. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
18. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
19. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 267 с.
20. Александров А.Н., Рогачёв М.К. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 14–19.
21. Ахметов А.Ф., Копытина Е.В., Колобов А.Н. Свойства нефтей Талаканского месторождения // Башкирский химический журнал. – Уфа : Издательство «Ювента», 2010. – Т. 14. – № 4. – С. 65–73.
22. Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 275–297.
23. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84–86.
24. Березовский Д.А. [и др.]. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33–50.
25. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 34–61.
26. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 62–81.
27. Вдовиченко Д.В., Батыров М.И. Анализ оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда на Талинском месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 246–265.
28. Гребенников И.М. Работа установки погружных электроцентробежных насосов в кратковременном периодическом режиме – эффективная технология добычи нефти // Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 15–21.
29. Грибенников О.А., Шумахер М.Ю., Рудь О.Н. Вопрос оптимизации работы УЭЦН на примере Бобровского месторождения «Оренбургнефть» // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 144–148.
30. Кирпа С.В., Шальская С.В. Анализ эффективности проведения оптимизации скважин по Рославльскому нефтяному месторождению // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 42–61.

31. Лапотников А.Г., Котельников А.С. Анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождениях НГДУ «Катанглинефтегаз» // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 178–192.

32. Леонов И.В. Гидродинамический метод выявления притока воды из негерметичности эксплуатационной колонны, расположенной над УЭЦН // Нефтепромысловое дело, 2011. – № 5. – С. 35–37.

33. Чернокнижный Д.В., Савенок О.В. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на Первомайском нефтяном месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 124–149.

34. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11.

References:

1. SurgutNIPIneft. Designing the construction of wells at the Talakanskoye field. – Surgut : SurgutNIPIneft, 2008. – Volume 1. – Book 1. – 231 p.

2. Technological Regulations of Oil and Gas Production Shop of NGDU «Talakanneft», 2009. – 79 p.

3. Arutyunov A.A. [et al.] Equipment for oil production. – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 182 p.

4. Budnikov A.M., Shcheglov A.V., Apenishev D.S. Influence of the geological peculiarities of the Talakan oil and gas condensate field structure on the well operation mode. – Surgut : Surgutgraph Publishing House, 2009. – Book 1. – 35 p.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of the oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 539 p.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at the construction of the oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 522 p.

7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: in 2 volumes : a manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Т. 1–2.

8. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 1–4.

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

11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.

12. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.

13. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering during well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.

14. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of the geophysical research during construction and operation of the wells at the oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.

15. Koshelev A.T., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Reconstruction and restoration of the squawjin : textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 284 p.

16. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and well work: educational event. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.

17. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning to increase the efficiency of the oil-field systems with complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.

18. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011. – 203 p.

19. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.

20. Alexandrov A.N., Rogachev M.K. Increasing the efficiency of operation of wells with electric submersible pumps in the conditions of formation of asphalt tar pitch and paraffin deposits // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas reservoirs. – P. 14–19.

21. Akhmetov A.F., Kopytina E.V., Kolobov A.N. Oil properties of the Talakanskoye field // Bashkir Chemical Journal. – Ufa : Yuventa Publishing House, 2010. – Т. 14. – № 4. – P. 65–73.
22. Akhriev K.R., Savenok O.V., Yakovlev A.L. Efficiency analysis of the electric submersible pump units application at the Novo-Pokurskoye oil field // Scientific journal of Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 4. – P. 275–297.
23. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of physical-chemical models and methods of prognosticating the state of reservoir rocks // Monthly scientific-technical and production journal «Oil industry». – M. : CJSC «Oil Industry Publishing House», 2014. – № 9. – С. 84–86.
24. Berezovsky D.A. [et al.]. Technologies and principles of development of multiplatform places-births // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 1. – P. 33–50.
25. Borovik O.V., Savenok O.V. Analysis of ESP installation efficiency in the fields of the Krasnodar Territory // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 2. – P. 34–61.
26. Borovik O.V., Savenok O.V. Analysis of the Y-Tool bypassing system application for research under the operating ESP installation at the fields of the Krasnodar Territory // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 2. – P. 62–81.
27. Vdovichenko D.V., Batyrov M.I. Analysis of optimization of technological modes of squeeze mechanized fund at Talinskoye field // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 3. – P. 246–265
28. Grebennikov I.M. Operation of the submersible electric centrifugal pumps installation in the short-term periodical mode – an effective oil production technology // Oil and Gas. – 2014. – № 5. – P. 15–21.
29. Gribennikov O.A., Shumakher M.Y., Rud O.N. The question of ESP installation optimization on the example of Bobrovskoye oilfield «Orenburgneft» // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 144–148.
30. Kirpa S.V., Shalskaya S.V. Analysis of the efficiency of well optimization at Roslavlskoye oil field (in Russian) // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 1. – P. 42–61.
31. Lapotnikov A.G., Kotelnikov A.S. Analysis of ESP installation efficiency at NGDU «Katan-glineftegaz» fields // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 3. – P. 178–192.
32. Leonov I.V. Hydrodynamic method of revealing the water inflow from the leakiness of the operating column located above the ESP installation // Oilfield business, 2011. – № 5. – P. 35–37.
33. Chernoknizhnyi D.V., Savenok O.V. Optimization of the operation of the electric centrifugal pump units at the Pervomayskoye oil field // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 1. – P. 124–149.
34. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11.

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ
ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ
ЧУМАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**GEOLOGICAL AND FEASIBILITY STUDY
OF DEVELOPMENT OPTIONS
FOR THE CHUMAKOVSKOYE FIELD**

Шерстюченко Евгений Николаевич

мастер по добыче нефти и газа.

ООО «НК «Приазовнефть»

sherstuchenko@priazovneft.ru

Аннотация. В статье приведено геолого-промысловое и технико-экономическое обоснование вариантов разработки Чумаковского месторождения. Построены геологические и емкостные модели Чумаковского месторождения, осуществлён прогноз основных показателей разработки, доказана экономическая эффективность рентабельной разработки месторождения с применением заводнения.

Ключевые слова: подсчёт запасов нефти и растворённого газа; анализ текущего состояния и эффективности применяемой технологии разработки; обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки; обоснование выделения эксплуатационных объектов; обоснование расчётных вариантов разработки; технологические показатели вариантов разработки; экономическая оценка вариантов разработки.

Sherstyuchenko Evgeniy Nikolaevich

Master in oil and gas production

LLC «Oil Company «Priazovneft»

sherstuchenko@priazovneft.ru

Annotation. The article provides a geological and feasibility study of development options for the Chumakovskoye field. Geological and capacitive models of the Chumakovskoye field were built, the forecast of the main development indicators was carried out, the economic efficiency of profitable field development using waterflooding was proved.

Keywords: oil and dissolved gas reserves calculation; analysis of the current state and effectiveness of the applied development technology; justification of the adopted method of forecasting technological indicators of development; justification for the allocation of operational facilities; justification of design options for development; technological indicators of development options; economic evaluation of development options.

Общие сведения о месторождении

Результаты поискового бурения, проведённого в 2002–2005 году на Губернаторской, Свистельниковской и Войсковой площадях осевой части Темрюкской синклинали, указывают на низкий коэффициент нефтезаполнения чокракских коллекторов криптодиапировых поднятий Свистельниковского дистального конуса выноса. Наиболее вероятной причиной низкого КНГ является отсутствие эффективной покрышки вследствие дизъюнктивной дислоцированности чокрак-сарматских отложений.

При оценке дальнейших перспектив нефтегазоносности антиклинальных объектов осевой части Темрюкской синклинали одним из ключевых поисковых критериев становится флюидодинамическая закрытость ловушки. С этой точки зрения первоочередным объектом бурения было выбрано Чумаковское поднятие, представляющее пологую, малоамплитудную складку, характеризующуюся ненарушенностью как целевых чокракских, так и перекрывающих караган-сарматских отложений. Это позволяло предполагать для поднятия наличие эффективной покрышки и, следовательно, сохранность залежи.

В 2005 году на Чумаковском поднятии, выявленном по сейсмическим данным, пробурена поисковая скважина № 1, вскрывшая в пачке IIIO нижнего чокрака высокодебитную залежь нефти. С использованием скважин на площади выполнена высокоразрешающая скважинно-наземная электроразведка методом ВП, позволившая детализировать строение залежи. В 2006 пробурена разведочная скважина № 2, позволившая уточнить границы залежи и оперативно уточнить запасы углеводородов.

Открытие Чумаковского месторождения позволило рассматривать Лимано-Плавневую зону осевой части Темрюкской синклинали как приоритетное нефтепоисковое направление на лицензионной территории и активизировало геолого-геофизические работы на прилегающих к Чумаковской структуре поднятиях.

По административному делению Чумаковское месторождение (рис. 1) расположено на территории Темрюкского района Краснодарского края, в 140 км северо-западнее краевого центра. Ближайшими крупными населёнными пунктами к месторождению является портовый город Темрюк, расположенный в устье реки Кубани, и станция Курчанская.



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Подсчёт запасов нефти и растворённого газа

Впервые оперативный подсчёт запасов нефти и растворённого газа по Чумаковскому месторождению выполнен на 01.01.2006 г. после бурения и получения нефти из пачки III0 в скважине № 1. Начальные запасы нефти по категории С₁ составили 1398,5 / 629,3 тыс. тонн (балансовые / извлекаемые), растворённого газа 201,3 млн м³, по категории С₂: нефти – 2601,3 / 1170,6 тыс. тонн, растворённого газа – 374,3 млн м³.

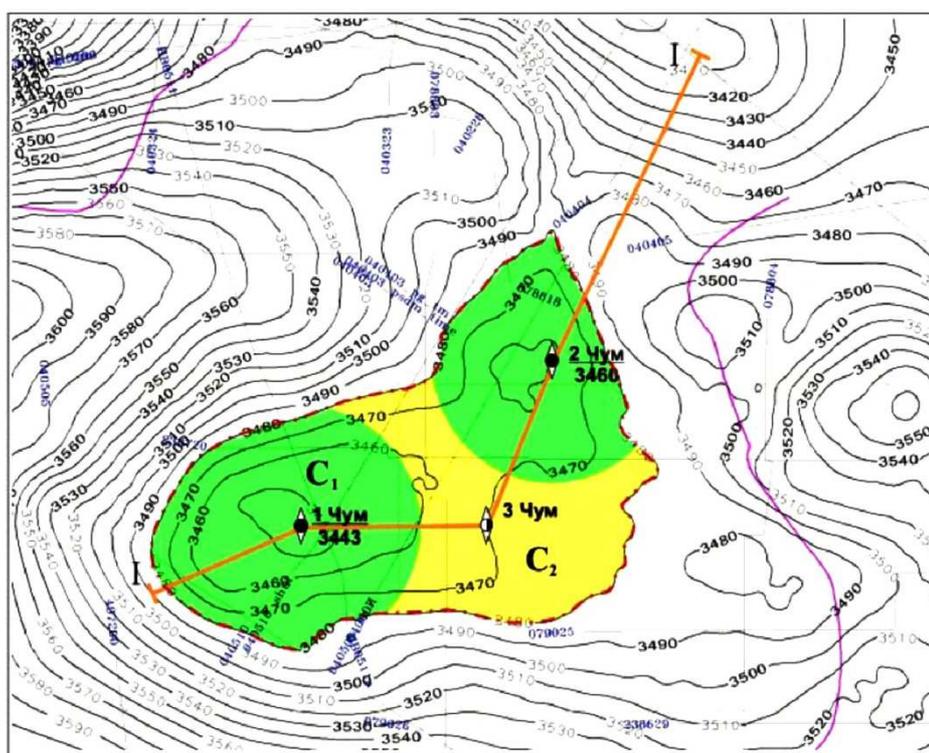
В 2006 году на площади пробурена скважина № 2 Чумаковская. При освоении пачки III₀ получен промышленный приток нефти и растворённого газа. По результатам бурения и освоения скважины № 2 проведён повторный оперативный подсчёт запасов УВ на 21.08.2006 г.

С учётом бурения скважины № 2 Чумаковской и переинтерпретации материалов сейсморазведки 3D проведено уточнение структурной карты пачки III₀ чокракского яруса, выполнен прогноз распространения коллекторов и определение эффективных толщин в межскважинном и окоскважинном пространстве.

Площадь подсчёта запасов категории C₁ соответствует радиусу дренажа 750 м вокруг скважин №№ 1 и 2.

В качестве геолого-геофизической основы при подсчёте запасов по залежи пачки III₀ использованы:

- подсчётный план, составленный на основе структурной карты (рис. 2) по кровле продуктивной пачки III₀ и карты эффективных нефтенасыщенных толщин;
- результаты интерпретации материалов ГИС, лабораторные исследования керна и нефтей.



Условные обозначения

| | |
|--|--|
|  Изогипсы кровли пачки III ₀ |  Линия сейсмогеологического и сейсмического разрезов I-I |
|  Контур распространения коллекторов пачки III ₀ |  040322 – Линия временного сейсмического разреза 2D |
|  Линия ВНК: 1-внешний контур; 2-внутренний контур |  1 Чум 3443 Номер скважины, индекс площади Абсолютная отметка кровли пачки III ₀ |
|  Линии равных эффективных толщин пачки III ₀ |  1 2 Скважины: 1- давшая приток нефти; 2 - в бурении |
|  Линии равных эффективных нефтенасыщенных толщин пачки III ₀ |  C ₁ C ₂ Поле запасов нефти категории C ₁ и C ₂ |

Рисунок 2 – Структурная карта кровли пачки III₀ Чумаковского месторождения

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, результатов пробной эксплуатации, характеристики режимов эксплуатации и динамики продуктивности скважин

Поисковая скважина № 1 площади Чумаковская закончена бурением и опробована в ноябре 2005 года. В результате опробования получен промышленный приток

углеводородов, и скважина введена в пробную эксплуатацию. В процессе опробования скважины проводились гидродинамические исследования методами установившихся отборов и снятием кривой восстановления давления. В апреле 2006 года режимные исследования были повторены. В июне 2006 года закончена бурением и опробована разведочная скважина № 2 Чумаковская. В процессе опробования скважины также проводились гидродинамические исследования методами установившихся отборов и снятием кривой восстановления давления. В июле 2006 года проведено гидропрослушивание в целях определения гидродинамической связи между скважинами №№ 1 и 2 и определения фильтрационных параметров пласта. В октябре 2006 года в скважине № 2 выполнен замер пластового давления.

В таблице 1 приведены все данные исследований скважин методом установившихся отборов. Для определения коэффициента продуктивности и снятия индикаторных диаграмм использовались штуцера диаметром от 6 до 10 мм в прямой и обратной последовательности. Скважина № 1 исследовалась на штуцерах от 6 до 10 мм, значения депрессий изменялись в пределах от 1,8 до 3,6 МПа. Скважина № 2 исследовалась на штуцерах от 7 до 10 мм, значения депрессий изменялись в пределах от 3,5 до 6,2 МПа. Для обеих скважин характерна прямолинейная зависимость между дебитом и депрессией на пласт.

Коэффициент продуктивности по скважине № 1 изменялся в пределах от 138 до 165 м³/сут.·МПа. Наибольшие значения коэффициента продуктивности соответствовали значению штуцера 10 мм. Коэффициент продуктивности по скважине № 2 изменялся в пределах от 80 до 85 м³/сут.·МПа, значения депрессий изменялись в пределах от 3,5 до 6,2 МПа. Наибольшие значения коэффициента продуктивности соответствовали значению штуцера 7 мм. При последующих исследованиях в скважине № 1 определялся коэффициент продуктивности только на одном режиме, и основное внимание уделялось снятию кривой восстановления давления и определению текущего пластового давления.

При всех исследованиях определялись характеристики пласта – коэффициенты проницаемости, гидропроводности и пьезопроводности, оценивалась величина скин-фактора призабойной зоны пласта. На рисунке 3 представлена кривая восстановления давления по скважине № 1 Чумаковская по результатам исследований, выполненных в апреле 2016 года. Проницаемость пласта по результатам гидродинамических исследований варьирует в пределах 0,069–0,263 мкм², а величина скин-фактора от 1,4–1,6 по скважине № 1 до минус 1,6 по скважине № 2. Коэффициент гидропроводности изменяется от 1,023 до 6,4 мкм²·м/МПа·с, коэффициент пьезопроводности – от 0,134 до 0,509 м²/с.

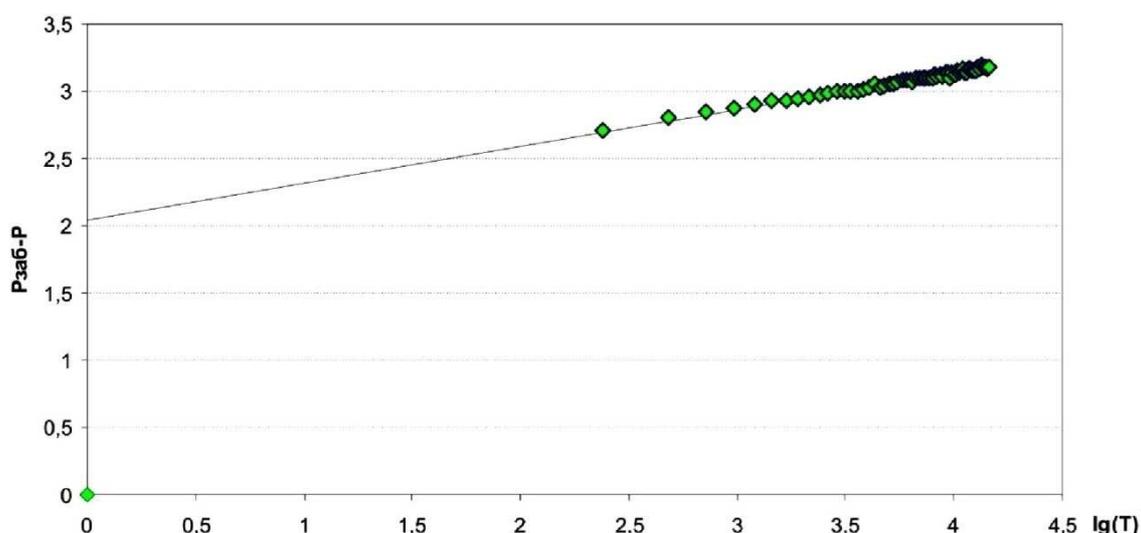


Рисунок 3 – Кривая восстановления давления по скважине № 1 Чумаковская

Результаты гидропрослушивания пласта по схеме скважина № 1 возмущающая и скважина № 2 реагирующая позволили оценить параметры пласта в межскважинной зоне.

Таблица 1 – Результаты исследования скважин и пластов Чумаковского месторождения

| Диаметр штуцера, мм | Дебит нефти, м ³ /сут. | Дебит жидкости, м ³ /сут. | Дебит газа, м ³ /с | Пластовое давление, МПа | Забойное давление, МПа | Обводнённость продукции, % | Депрессия, МПа | Коэффициент продуктивности, м ³ /сут.·МПа | Газовый фактор, м ³ /м ³ |
|---------------------------|---|--|-------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|----------------------------------|-------------------|--|--|
| скважина № 1 Чумаковская | | | | | | | | | |
| 6,2 | 250,4 | 250,4 | 73691 | | 59,3 | 0 | 1,81 | 138,5 | 294,3 |
| 7,3 | 410,4 | 410,4 | 117787 | | 58,6 | 0 | 2,48 | 165,8 | 287,0 |
| 8,3 | 483,6 | 483,6 | 128186 | | 58,07 | 0 | 3,04 | 158,8 | 265,1 |
| 9,1 | 564,0 | 564,0 | – | | 57,5 | 0 | 3,60 | 156,5 | |
| 8,3 | 459,6 | 459,6 | 127109 | | 58,0 | 0 | 3,07 | 149,5 | 276,6 |
| 7,3 | 411,2 | 411,2 | 107188 | | 58,4 | 0 | 2,68 | 153,3 | 260,7 |
| 6,2 | 281,6 | 281,6 | 73386 | | 59,2 | 0 | 1,95 | 144,7 | 260,6 |
| 0,0 | – | – | – | 61,11 | 60,8 | 0 | – | | |
| 6,2 | 296,0 | 296,0 | 76650 | | 59,2 | 0 | 1,91 | 155,2 | 259,0 |
| 10,0 | 540,0 | 540,0 | 248711 | | 50,728 | 0 | 3,54 | 152,7 | 460,6 |
| 0,0 | | | | 54,27 | | | | | |
| 10,0 | 485,0 | 485,0 | 264429 | | 47,4 | 0 | 2,93 | 165,8 | 545,2 |
| 0,0 | | | | 50,33 | | | | | |
| скважина № 2 Чумаковская | | | | | | | | | |
| 7 | 300,8 | 300,8 | 68055 | | 48,26 | 0 | 3,5 | 85,7 | 226,2 |
| 8 | 362,8 | 362,8 | 83500 | | 47,4 | 0 | 4,4 | 83,4 | 230,2 |
| 10 | 501,6 | 501,6 | 128900 | | 45,5 | 0 | 6,2 | 80,6 | 257,0 |
| 0 | – | – | – | 51,76 | 51,7 | | – | | |
| 9 | 424,8 | 424,8 | 106600 | | 46,9 | 0 | 4,8 | 88,1 | 250,9 |

Проницаемость пласта по заключению равна $0,354 \text{ мкм}^2$, величина гидропроводности существенно не изменилась – $6,46 \text{ мкм}^2/\text{МПа}\cdot\text{с}$, пьезопроводность увеличилась до $7,6 \text{ м}^2/\text{с}$. Кроме того, выявлено наличие границ пласта, для достоверного определения которых требуется остановка обеих скважин на 2–4 суток.

Результаты гидродинамических исследований свидетельствуют о дренировании обеими скважинами одной залежи нефти и высоких фильтрационных характеристиках продуктивного горизонта.

Анализ текущего состояния и эффективности применяемой технологии разработки

В пробной эксплуатации скважины №№ 1 и 2 Чумаковские находятся до настоящего времени. Скважины эксплуатируются фонтанным способом с высокими устьевыми давлениями. Воды в продукции скважин практически нет. Никаких осложнений в работе скважин до настоящего времени не выявлено. Работа скважин №№ 1 и 2 характеризуется устойчивой работой практически на одном режиме – 10 и 7 мм соответственно.

В период пробной эксплуатации дебит скважин по нефти не превышал 434 тонн/сут. в начальный период при стабильном газовом факторе. В последующем, по мере снижения пластового давления, дебит нефти постепенно снижался и к настоящему времени не превышает 330 тонн/сут. по скважине № 1 и 210 тонн/сут. по скважине № 2. В последние месяцы отмечается увеличение газового фактора по скважине № 1 в среднем до значений 600–650 $\text{м}^3/\text{т}$, что вызывает сомнение в достоверности определения давления насыщения или результатов разгазирования при исследовании глубинных проб продукции.

При проведении гидродинамических исследований регулярно контролировались пластовая температура и пластовое давление в залежи. Пластовая температура колебалась в незначительных пределах 121–122 °С.

Изменение пластового давления в условиях замкнутой залежи является основным показателем, определяющим и правильность определения подсчётных параметров на ранней стадии проектирования и возможность надёжного прогноза последующей разработки залежи. Пластовое давление в скважине замерялось регулярно (через каждые 3–4 месяца). Близость значений пластового давления позволяет замерять его величину при той же периодичности по одной из них. Использовался глубинный геликсный манометр МГН-2-600.

Для анализа динамики пластового давления все замеры были приведены к одной плоскости – 3453,5 м (абсолютная отметка середины фильтра в скважине № 1 Чумаковская).

Упругий режим разработки залежи при неизменной температуре пласта предполагает чёткую прямолинейную зависимость между отборами углеводородов и пластовым давлением, т.е. предполагает определённую добычу нефти на единицу снижения пластового давления.

В целях подтверждения этого довода на рисунке 4 показана зависимость пластового давления от суммарного отбора жидкости (в связи с отсутствием воды в продукции в качестве второй координаты использована суммарная добыча нефти) по продуктивному горизонту. Пластовое давление соответствует замеренному при исследовании скважин, накопленная добыча нефти приведена на тот же период. В связи с тем, что текущее пластовое давление не достигло давления насыщения, изменение объёмного коэффициента нефти от давления не учитывалось.

Фактические точки отражают динамику работы скважин – равномерное снижение давления по мере отбора продукции. Интерпретация фактической кривой проведена по прямолинейной и экспоненциальной зависимости. Следует отметить, что по кривой утверждённые извлекаемые запасы (1360 тыс. тонн) не подтверждаются при работе залежи на естественном режиме эксплуатации (упругий режим разработки, переходящий в режим растворённого газа). За счёт собственных энергетических ресурсов из пласта можно извлечь 500–650 тыс. тонн нефти, которые отбираются при пластовом давлении, по экспоненциальной зависимости равном 17,0 МПа, что является условием фонтанирования скважин на чистой нефти.

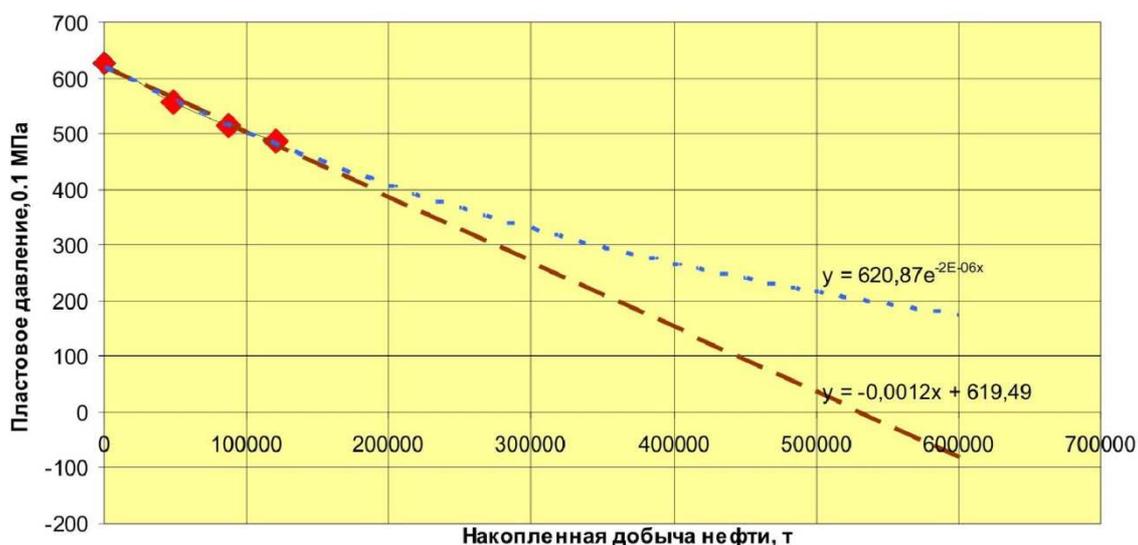


Рисунок 4 – Зависимость накопленной добычи нефти от пластового давления Чумаковского месторождения

На рисунке 5 представлено сопоставление динамики добычи нефти и пластового давления по наиболее выработанным месторождениям Сладковско-Морозовского нефтегазоносного района. Чумаковское месторождение по извлекаемым запасам всех представленных залежей наиболее близко к крупным месторождениям – Морозовскому и Западно-Беликовскому.

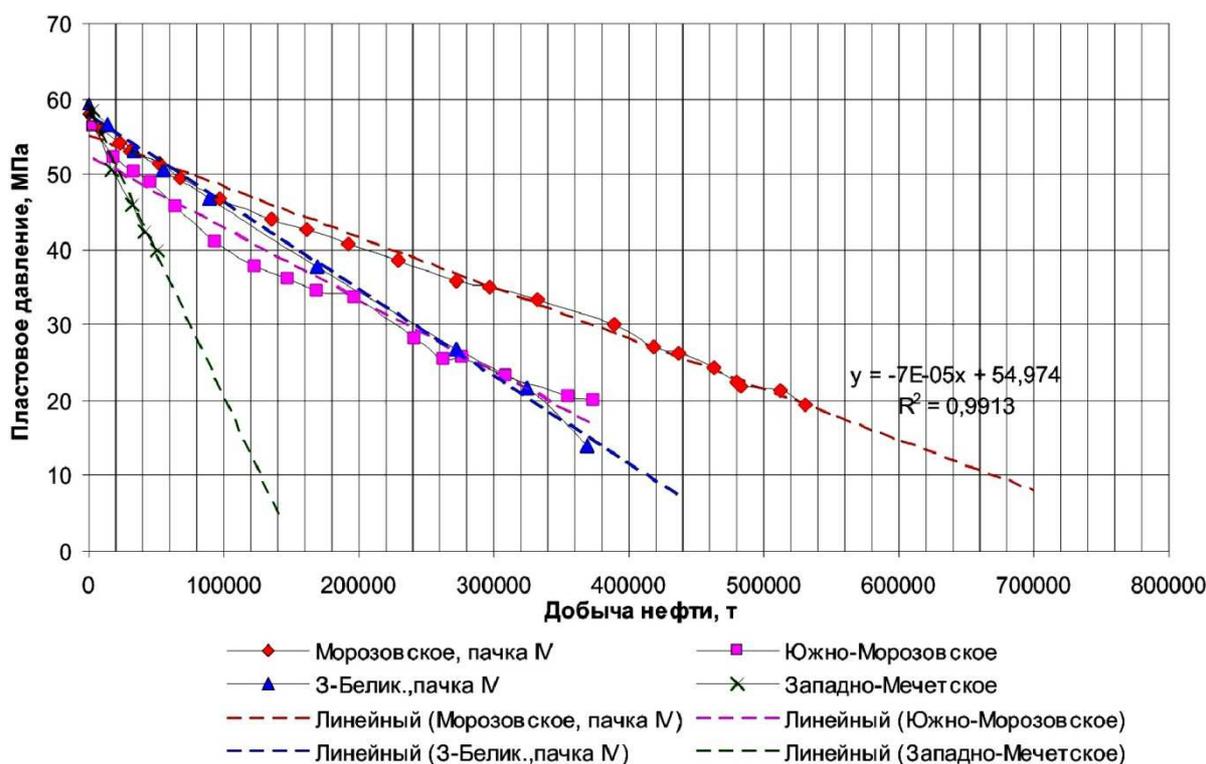


Рисунок 5 – Сопоставление динамики добычи нефти и пластового давления по Морозовскому, Южно-Морозовскому и Западно-Беликовскому месторождения

Этот анализ приводит к следующему выводу – извлекаемые запасы нефти месторождения только за счёт собственных запасов энергии выработать не представляется возможным.

Наибольшим по извлекаемым запасам нефти является IV пачка Морозовского месторождения, где при пластовом давлении 15,0 МПа достигнута добыча 540 тыс. тонн на естественном (упругом, переходящем в режим растворённого газа) режиме.

Извлекаемые запасы Южно-Морозовского и IV пачки Западно-Беликовского месторождений несколько уступают запасам Морозовского месторождения. По Южно-Морозовскому месторождению добыто 430 тыс. тонн нефти и по IV пачке Западно-Беликовского месторождения извлечено 460 тыс. тонн нефти.

Чумаковское месторождение по характеру поведения зависимостей практически совпадает с Морозовским месторождением.

Другой характерной зависимостью работы аналогичных залежей является зависимость удельных отборов нефти, приходящихся на единицу падения пластового давления. На рисунке 6 приведена такая зависимость по IV пачке Морозовского месторождения, а на рисунке 7 такая же зависимость по Чумаковскому месторождению.

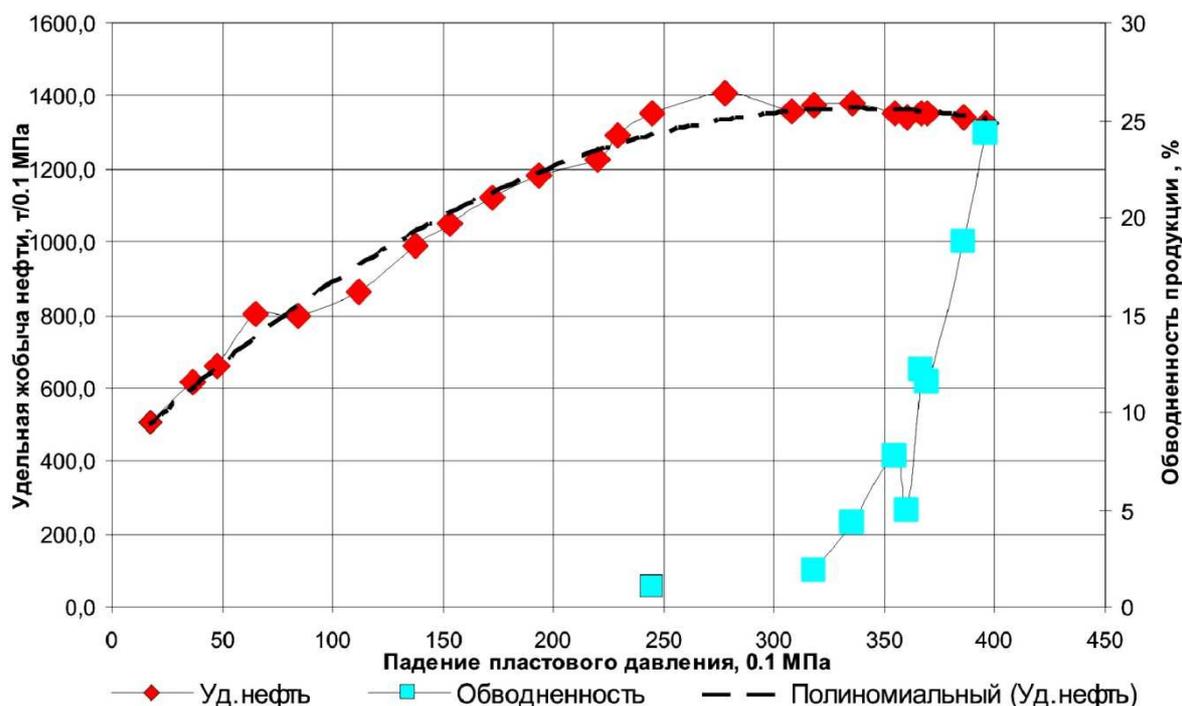


Рисунок 6 – Зависимость удельной добычи нефти на 1 атм. от падения пластового давления по Морозовскому месторождения (пачка IV)

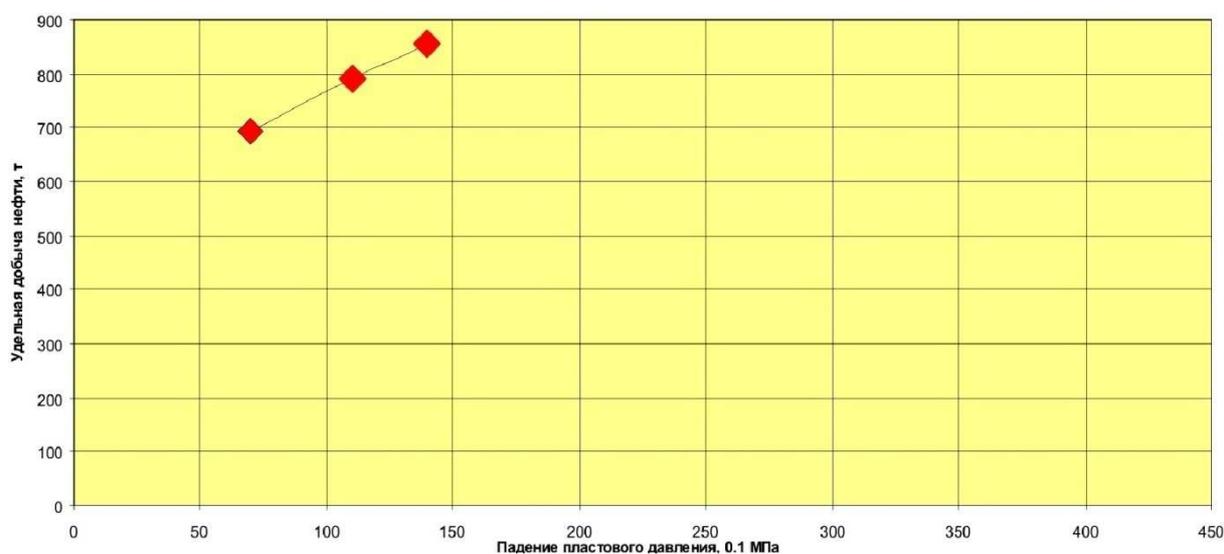


Рисунок 7 – Зависимость удельной добычи нефти на 1 атм. падения пластового давления по Чумаковскому месторождению

Начальные точки зависимостей практически совпадают, однако значения удельных отборов нефти по Морозовскому месторождению к моменту падения пластового

давления на 15,0 МПа уже выше (более 1000 тонн), чем по Чумаковскому (870 тонн). Такой факт объясняется только режимам работы скважин – по Морозовскому месторождению в начальный момент скважины эксплуатировались на щадящих режимах, не превышавших 7–8 мм. В этом случае депрессионная воронка успевала охватывать всю залежь углеводородов, и дренировался весь нефтенасыщенный объём залежи. Более того, по Западно-Беликовскому месторождению характеристика отборов нефти от падения пластового давления за короткий период разработки залежи нефти IV пачки не отклонилась от прямолинейной зависимости, что связано только с интенсивными отборами.

Залежь нефти в пачке III₀ чокрака миоценовых отложений, открытая в новом нефтегазоносном районе, является по геолого-физическим свойствам коллекторов и насыщающих флюидов аналогичной месторождениям Сладковско-Морозовского участка.

Уникальное аномально высокое пластовое давление, почти вдвое превышающее гидростатическое на глубинах 3000–3500 м исключают традиционные как методы подсчёта запасов, так и подходы к разработке таких месторождений. Большие глубины и АВПД позволяют выполнить подсчёт запасов углеводородов практически только по результатам интерпретации сейсмических данных, которые, несмотря на ускоренное развитие, не могут надёжно оценить границы залежей, развитие или уменьшение песчаных тел небольшой толщины (менее 10 м) внутри залежи, наличие водонасыщенной области и даже начальную нефтенасыщенность коллектора в условиях слабоминерализованных вод чокракских отложений.

Аномально высокое пластовое давление привнесло дополнительные осложнения в процесс разработки литологически и тектонически замкнутых залежей нефти. Во-первых, технически невозможно применение традиционного заводнения для поддержания пластового давления в начальный период разработки месторождений из-за больших значений давления, объёмных коэффициентов нефти (1,8–3,5) и отсутствия фонда скважин на начальном этапе разработки. Во-вторых, отсутствие достоверных данных о режиме работы залежей до момента падения пластового давления на 10,0–15,0 МПа и запасах не позволяют своевременно организовать систему ППД.

Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Способы схематизации пластов и методы расчёта технологических показателей разработки

Выбор методики расчёта технологических показателей обосновывается, исходя из степени изученности месторождения, геологического строения пластов, типа коллекторов, их фильтрационных характеристик, неоднородности, режимов эксплуатации залежи, стадий и возможных вариантов разработки, размеров залежи, физико-химических свойств коллекторов и насыщающих их флюидов, накопленного опыта разработки месторождений подобного типа и т.д. Для повышения качества расчётов, надёжности и точности прогнозирования процесса нефтеизвлечения на всех стадиях проектирования было использовано современное программное обеспечение по геолого-технологическому моделированию процесса разработки залежей нефти и газа «EclipseOffice» компании «GeoQuest». Используемое при моделировании горизонта III₀ Чумаковского месторождения программное обеспечение «Eclipse 100» является трёхкомпонентной моделью смешивающегося вытеснения.

Построение цифровой геологической и фильтрационной моделей объекта как основы для проектирования разработки

Построение трёхмерной геологической модели производилось согласно «Регламенту по созданию ПДГТМ нефтяных и газовых месторождений» (РД 153-39.0-047-00). Использовались программные продукты «GeoFrame», «Petrel».

Данные сейсморазведки использовались для выделения тектонических нарушений, палеотектонического анализа и для построения структурных карт.

В построении геолого-гидродинамической модели Чумаковского месторождения участвовали 2 эксплуатационные скважины.

Создание геологической модели пласта III₀ Чумаковского месторождения началось с корректировки и уточнения структурных поверхностей с использованием данных сейсморазведки, а также материалов бурения вертикальных скважин, их испытания и фациального анализа. Была проведена детальная корреляция продуктивного горизонта III₀, по результатам которой были построены схемы корреляции. На основании вышеизложенного были построены схематические геолого-геофизические профиля, схематические литолого-фациальные карты, построены карты по геологической кровле пласта III₀, карты по кровле коллектора, карты эффективных толщин и карты пористости.

Фильтрационная модель является инструментом для исследования самых разнообразных вопросов на конкретной залежи с помощью численных расчётов на компьютере. Цифровая фильтрационная модель представляет объект в виде двухмерной или трёхмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, как и в геологической модели, но дополнительно включает динамические характеристики пластовых процессов и промысловые данные по скважинам. Это данные о конструкции скважин, годовые данные о дебитах (расходах) фаз, режиме работы, данные о пластовом и забойном давлении, ГТМ.

Фильтрационное моделирование горизонта III₀ Чумаковского месторождения выполнено с помощью расчётной программы «Eclipse 100», которая реализует численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов в пласте с учётом их взаимодействия с породой, межфазных явлений и фазовых переходов.

При построении сетки модели Чумаковского месторождения руководствовались следующими принципами:

- обеспечение учёта всех крупномасштабных деталей строения пласта (неоднородность, слоистость, выклинивания, сбросы);
- для обеспечения точности расчётов геометрические размеры ячейки сетки фильтрационной модели обеспечивали размещение между скважинами не менее 3–5 ячеек.

Данные условия предусмотрены «Регламентом по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений» (РД 153-39.0-047-00).

Геологическая сетка модели месторождения выполнена по методике геометрии угловой точки и имеет размеры: по X – 104 ячеек, по Y – 86 ячеек и по Z – 60 ячеек. Общее число ячеек модели пласта III₀ Чумаковского месторождения составляет 536640 ячеек. Геометрические размеры одной ячейки по X – 50 м, по Y – 50 м, по Z изменяются в пределах от 0,02 до 0,20 м.

Расхождение балансовых запасов нефти модели горизонта III₀ Чумаковского месторождения не превышает 3 % (табл. 2).

Таблица 2 – Сопоставление запасов и средних параметров модели пласта III₀ Чумаковского месторождения с утверждёнными

| Пласт | | Коэффициент пористости | Коэффициент нефтенасыщенности | Пересчётный коэффициент | Плотность нефти, г/см ³ | Начальные балансовые запасы нефти, тыс. тонн |
|------------------|----------------|------------------------|-------------------------------|-------------------------|------------------------------------|--|
| III ₀ | Утверждённые | 0,237 | 0,772 | 0,585 | 0,802 | 3023,1 |
| | Модель | 0,229 | 0,772 | 0,585 | 0,802 | 3109,3 |
| | Расхождение, % | 3,4 | 0 | 0 | 0 | 2,9 |

Используемая математическая модель позволяет выполнить гидродинамические расчёты, учитывающие ряд факторов, определяющих картину фильтрации: многопластовый характер эксплуатационных объектов, зональную и слоистую неоднородность пластов, их линзовидность и прерывистость, интерференцию скважин, характер перемещения пластовых флюидов при различном порядке ввода и отключения сква-

жин и т.п. Решение задачи извлечения нефти с учётом перечисленных факторов обеспечивается проведением многократных расчётов представленной модели.

Поскольку залежь III₀ Чумаковского месторождения характеризуется наличием двух флюидов в пласте (нефть, насыщенная растворённым газом, и пластовая вода) и давление в пласте в процессе разработки может опуститься ниже давления насыщения, при моделировании процессов вытеснения нефти водой в данной модели использовалась трёхфазная математическая модель «чёрная нефть». Численное решение процессов фильтрации вязкой жидкости в пористой среде реализуется полностью неявным методом (Fully Implicit Solution Type).

Разрез модели залежи III₀ приведён на рисунке 8.

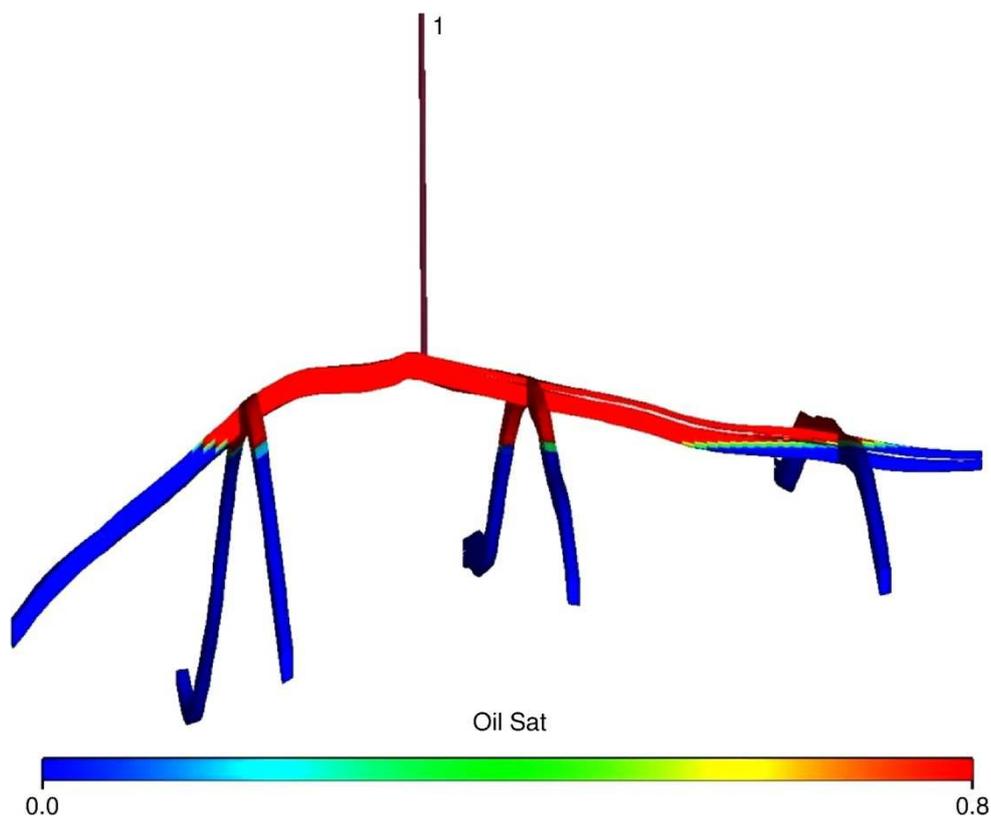


Рисунок 8 – Разрез модели залежи III₀ Чумаковского месторождения

Измерение характеристик пластов для создания моделей

Создание компьютерных геологических и фильтрационных моделей, адекватных реальному строению объектов и обеспечивающих оптимальность разработки, предъявляет повышенные требования к системе измерений геологических, геофизических, гидродинамических и промысловых характеристик. Данные о геологическом строении и характеристиках залежи, физико-химических свойствах флюидов и параметры добывающих и нагнетательных скважин, используемые в моделировании, уточнялись в процессе создания модели.

Исходная информация для создания математических моделей

В процессе построения математической фильтрационной модели была предоставлена достоверная информация в виде цифрового куба свойств. Также была предоставлена информация об истории разработки пласта III₀ Чумаковского месторождения с 17 ноября 2015 года по 1 октября 2016 года и информация о положении, траектории, конструкции и перфорации всех скважин. Проницаемость пород построена с учётом гидродинамических исследований керна данного месторождения.

Также при составлении гидродинамической модели пласта III₀ Чумаковского месторождения и расчёте технологических показателей предшествующего периода раз-

работки были согласованы показатели разработки с динамикой разбуривания скважин, добычи нефти, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводнённости продукции скважин и газовых факторов. В результате чего математическая модель, используемая для прогноза коэффициента нефтеизвлечения и технологических показателей, идентифицируется с реальными параметрами пласта по данным истории разработки месторождения.

Обработка и интерпретация исходных данных

В процессе идентификации истории разработки пласта уточнялись следующие параметры расчётной модели:

- геологические запасы нефти;
- проницаемость и гидропроводность пласта;
- коэффициенты продуктивности и приёмистости;
- функции модифицированных фазовых проницаемостей.

Значения параметров физических свойств флюидов и коллектора, используемые в PVT секции при моделировании залежи III₀ Чумаковского месторождения, сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Физические свойства флюидов и коллектора, используемые в PVT секции при моделировании пласта III₀ Чумаковского месторождения

| №№ n/n | Показатель | Газ | Нефть | Вода | Порода |
|-----------|-----------------------------------|--------|--|-------------------------|-------------------------|
| 1 | Плотность, кг/м ³ | 0,7663 | 802 | 1010 | – |
| 2 | Вязкость, мПа · с | – | данные о дифференциальном разгазировании | 0,5 | – |
| 3 | Сжимаемость, 1/атм. | – | данные о дифференциальном разгазировании | 4,35 · 10 ⁻⁵ | 4,50 · 10 ⁻⁵ |
| 4 | Объёмный коэффициент, ед. | – | данные о дифференциальном разгазировании | – | – |
| 5 | Газовый фактор, м ³ /т | – | данные о дифференциальном разгазировании | – | – |
| 6 | Давление насыщения, МПа | – | 21,4 | – | – |

Цифровая фильтрационная модель дополнительно включает в себя:

- значения относительных фазовых проницаемостей для отдельных участков месторождения;
- зависимости капиллярных давлений от насыщенности;
- данные PVT;
- массив скважин, который содержит интервалы перфорации, радиус скважины, коэффициенты продуктивности (приёмистости), сведения об ОПЗ, РИР, ГРП и др., охватывающие весь срок разработки объекта.

Аналитическая законтурная водоносная область не задавалась. В модели явно задана законтурная водоносная зона. В процессе воспроизведения существующей истории разработки добыча на месторождении моделировалась на основании существующей геологической модели. Фильтрационная модель корректировалась итеративным способом до тех пор, пока не оказался возможным процесс воспроизведения фактического распределения давления и многофазовое течение флюидов.

В процессе адаптации использован максимум всей имеющейся информации.

При адаптации геолого-гидродинамической модели пласта III₀ Чумаковского месторождения особое внимание было уделено построению модифицированных функций фазовых проницаемостей. Фазовые проницаемости подбирались путём идентифика-

ции с реальными параметрами пласта по данным истории разработки Чумаковского месторождения. Характеристика модифицированных фазовых проницаемостей залежи III₀ Чумаковского месторождения представлены на рисунках 9 и 10.



Рисунок 9 – Характеристика модифицированных фазовых проницаемостей в системе «нефть – вода» пласта III₀ Чумаковского месторождения



Рисунок 10 – Характеристика модифицированных фазовых проницаемостей в системе «нефть – газ» пласта III₀ Чумаковского месторождения

На рисунках 11 и 12 представлено распределение нефтенасыщенности в залежи III₀ Чумаковского месторождения на начало разработки и на 1 октября 2016 года со-

ответственно. Адаптация модели производилась по истории разработки залежи III₀ Чумаковского месторождения с 17 ноября 2015 года по 1 октября 2016 года. Сопоставление фактических и расчётных технологических показателей истории разработки залежи III₀ Чумаковского месторождения представлено на рисунке 13.

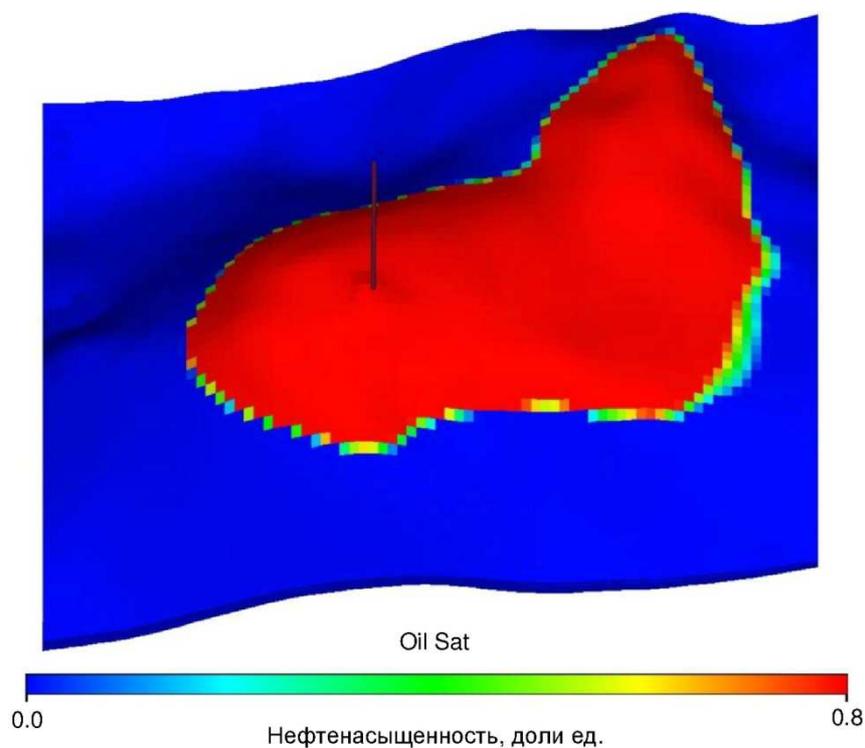


Рисунок 11 – Распределение нефтенасыщенности в залежи III₀ Чумаковского месторождения на начало разработки

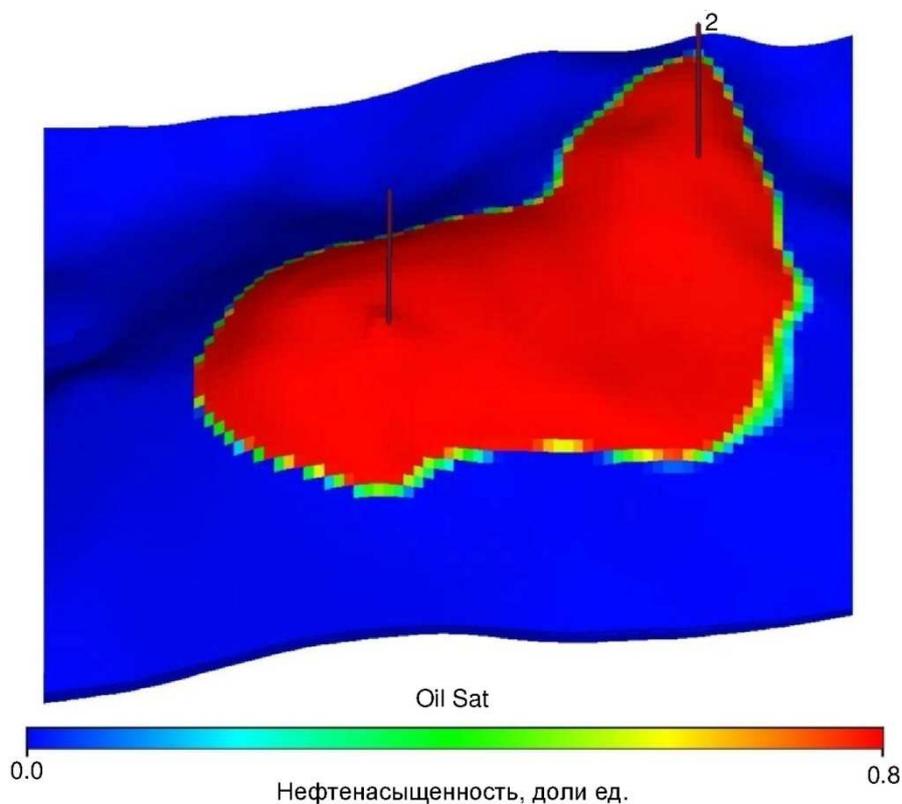


Рисунок 12 – Распределение нефтенасыщенности в залежи III₀ Чумаковского месторождения на 1 октября 2016 года

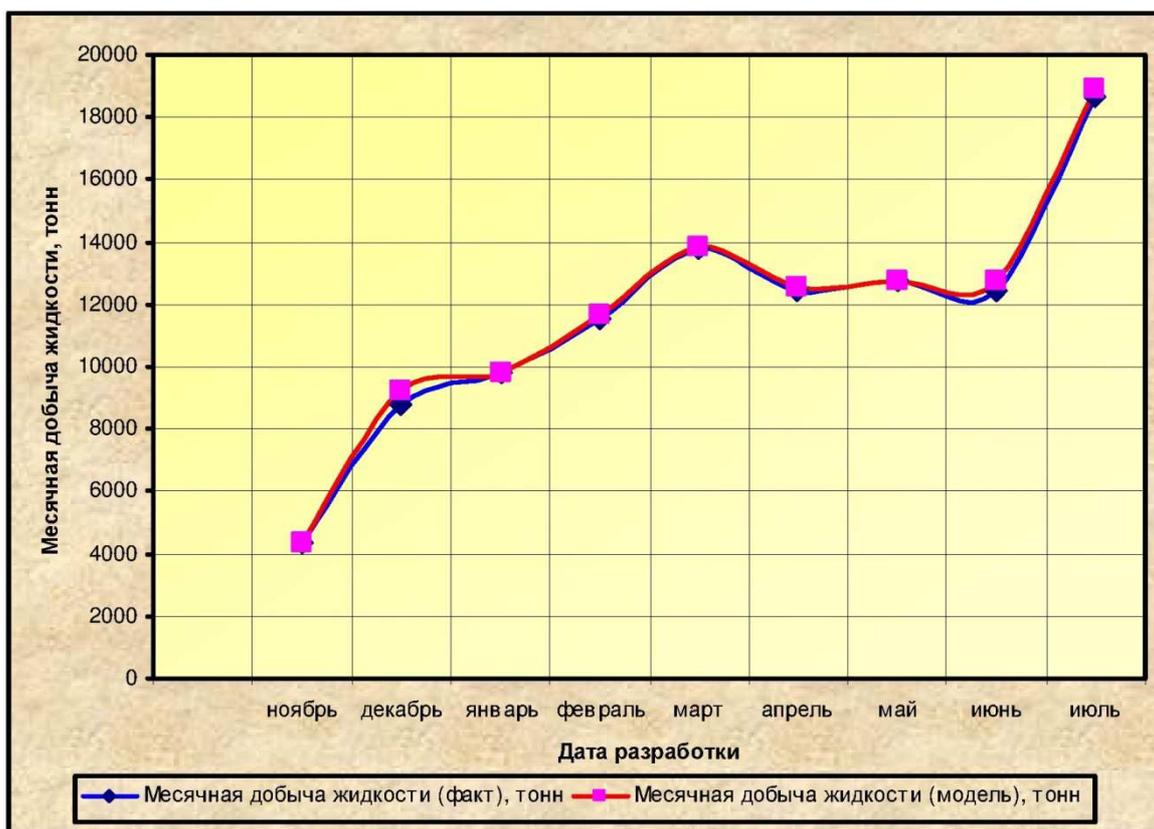


Рисунок 13 – Сопоставление модельной и фактической годовой добычи жидкости по объекту III₀ Чумаковского месторождения

Обоснование выделения эксплуатационных объектов

В пределах Чумаковского месторождения в районе скважин №№ 1 и 2 выявлена единственная залежь углеводородов пластового типа, приуроченная к пачке III₀ чокракского яруса миоценовых отложений. В этой связи данный пласт и рассматривается как единственный эксплуатационный объект.

Исходные геолого-физические характеристики пласта III₀ чокракских миоценовых отложений представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Геолого-геофизическая характеристика пласта III₀ Чумаковского месторождения

| Параметры | пласт III ₀ |
|---|---|
| 1 | 2 |
| Средняя глубина залегания, м | – 3460 |
| Тип залежи | пластово-сводовая тектонически и литологически экранированная |
| Тип коллектора | терригенный, поровый |
| Площадь нефтеносности, тыс. м ² | 4535 |
| Средняя общая толщина, м | 8,8 |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м | 8,8 |
| Пористость, % | 0,237 |
| Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед. | 0,77 |
| Остаточная нефтенасыщенность, доли ед. | 0,13 |
| Проницаемость, мкм ² | 230 |
| Коэффициент песчанности, доли ед. | 1 |
| Коэффициент расчленённости, ед. | 2,5 |

Продолжение таблицы 4

| | |
|---|-------------|
| Начальная пластовая температура, °С | 120 |
| Начальное пластовое давление, МПа | 61,5 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с | 0,3 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³ | 790 |
| Абсолютная отметка ВНК, м | -3480 |
| Объёмный коэффициент нефти, доли ед. | 1,8 |
| Содержание серы в нефти, % | отсутствует |
| Содержание парафина в нефти, % | 0,3 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | 21,3 |
| Газосодержание нефти, м ³ /т | 320 |
| Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с | 0,5 |
| Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³ | 1010 |
| Средняя продуктивность, ×10 м ³ /(сут.·МПа) | 160 |

Обоснование технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт

По результатам пробной эксплуатации скважин №№ 1 и 2 Чумаковского месторождения можно уверенно предполагать на возможность извлечения из залежи не более 600–700 тыс. тонн нефти на естественном режиме разработки не обеспечивает утверждённой нефтеотдачи 0,45. Геолого-физические особенности позволяют организовать систему заводнения для поддержания пластового давления только после снижения пластового давления в залежи до гидростатических значений. В связи с возможными потерями в добыче нефти и нефтеотдаче на режиме растворённого газа по месторождению предусматривается организация ППД путём закачки воды, но для этого необходимо бурение как минимум одной дополнительной скважины.

Учитывая высокую стоимость скважин, аномально высокое пластовое давление и отсутствие источников водоснабжения, организация заводнения будет капиталоемкой.

Обоснование расчётных вариантов разработки

В настоящее время залежь дренируется двумя скважинами. Как показал анализ, выработка запасов данными скважинами на существующих режимах за счёт собственных энергетических ресурсов пласта будет длиться до 2017 года, причём с 2019 года эксплуатация залежи будет осуществляться на режиме растворённого газа. Этот вариант является базовым. Во втором варианте предусматривается бурение и ввод дополнительной разведочной скважины № 3 и разработка залежи тремя скважинами на естественном режиме.

Третий вариант предусматривает после отработки скважины № 3 на нефть перевод её на закачку воды. По этому варианту будет осуществляться поддержание пластового давления выше давления насыщения и вытеснение нефти водой.

Для увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением рассмотрен четвёртый вариант, предполагающий дополнительное бурение и ввод двух нагнетательных скважин в 2019 году.

Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки пласта III₀ Чумаковского месторождения

| Характеристики | Варианты | | | |
|----------------------------------|---------------------------------------|-----|--------------------|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Режим разработки | упругий, с режимом растворённого газа | | упруговодонапорный | |
| Количество скважин | 2 | 3 | 3 | 5 |
| Плотность сетки скважин, га/скв. | 226 | 150 | 150 | 90 |

Продолжение таблицы 5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|------|------|------|------|
| Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед. | 0 | 0 | 0,63 | 0,66 |
| Коэффициент использования фонда скважин, доли ед. | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 0,99 |
| Принятый коэффициент компенсации отбора закачкой | 0 | 0 | 100 | 120 |
| Давление нагнетания на устье нагнетательных скважин, МПа | 0 | 0 | 9,0 | 9,0 |

Технологические показатели вариантов разработки

Выполненный анализ разработки нефтяной залежи свидетельствует об упругом режиме работы залежи и начале режима растворённого газа в зоне дренирования запасов нефти скважиной № 1. Увеличение газового фактора по указанной скважине вдвое по сравнению с первоначальным возможно связано с системой учёта газа или с неточностями при определении давления насыщения нефти газом при выполненных исследованиях глубинных проб по обеим скважинам. Расчёты по определению технологических показателей разработки залежи выполнены на двух уровнях.

На первом уровне предполагалось продолжение работы существующих скважин на существующих технологических режимах – скважина № 1 на штуцере 10 мм и скважина № 2 на 7 мм штуцере. На основе динамики изменения технологических показателей работы скважин выполнена экстраполяция производительности и буферных давлений по обеим скважинам по экспоненциальной зависимости. Данный вариант представляет собой вариант 1 (базовый). Во втором варианте предложено бурение разведочной скважины № 3. Входной дебит новой скважины определён равным 250 тонн/сут. с динамикой падения по экспоненциальному закону, определённому по первым двум скважинам.

Динамика изменения пластового давления в зависимости от отборов жидкости из пласта свидетельствует о падении пластового давления в залежи до 15–18 МПа к сентябрю 2017 года. Это давление является критическим по условиям фонтанирования скважин. Для обеспечения фонтанирования скважин № 1 и 2 и вытеснения остаточных запасов нефти рекомендуется к сентябрю 2017 года организовать систему поддержания пластового давления посредством закачки воды в пробуренную скважину № 3. Данный вариант является 3 расчётным вариантом разработки. Закачка воды в пласт предусматривается в объёмах, компенсирующих текущие отборы пластовых флюидов по залежи и поддержание пластового давления на уровне 34,0 МПа.

В связи с тем, что месторождение находится в разведке к проектированию приняты все запасы, утверждённые по категории C_1 (2112 тыс. тонн геологические и 950,5 тыс. тонн извлекаемые) и по категории C_2 (всего 910,9 тыс. тонн геологические и 409,9 тыс. тонн извлекаемые). Таким образом, к проектированию приняты запасы 3023 тыс. тонн геологические и 1360 тыс. тонн извлекаемые.

На втором уровне выполнена проверка технологических решений по созданной и адаптированной к истории разработки залежи геолого-технологической модели месторождения. По первым двум вариантам разработки, предполагающим выработку запасов нефти на естественном режиме обеспечивается достижение КИН только 0,264 к концу 2021 года, при этом пластовое давление снижается до 20,0 МПа к 2020 году и не падает в последующем. Суммарный отбор нефти по вариантам не превышает 700 тыс. тонн.

По варианту 3 ввод скважины № 3 под закачку осуществляется при достижении пластового давления 34,0 МПа и обеспечивает стабильное давление по залежи и вытеснение нефти к забоям двух оставшихся скважин. К концу 2014 года обеспечивается достижение утверждённого КИН – 0,45, а к концу разработки коэффициент нефтеизвлечения достигает величины 0,513.

По варианту 4 в 2019 году предлагается пробурить и ввести в эксплуатацию 2 нагнетательные скважины для увеличения коэффициента охвата пластов вытеснением. По варианту достигается коэффициент нефтеизвлечения равный 0,535.

Для осуществления опытно-промышленной разработки Чумаковского месторождения предлагается 4 варианта, отличающихся количеством вводимых скважин и системой воздействия на пласт.

Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта представлены в таблице 6.

В таблице 7 приведено сопоставление утверждённых и расчётных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр.

Таблица 6 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта

| Показатели | Пачка III ₀ чокракских отложений |
|--|--|
| Плотность сетки добывающих + нагнетательных скважин, ×104 м ² /скв. | 150 |
| Проектный уровень добычи нефти, тыс. тонн | 240 |
| Темп отбора при проектном уровне, % | 17,6 |
| Год выхода на проектный уровень | 2017 |
| Продолжительность проектного уровня, годы | 1 |
| Проектный уровень добычи жидкости, тыс. тонн | 244 |
| Проектный уровень добычи попутного газа, млн нм ³ | 77 |
| Проектный уровень закачки воды, тыс. м ³ | 237 |
| Фонд скважин за весь срок разработки, всего | 3 |
| в том числе добывающих | 2 |
| нагнетательных | 1 |
| Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн | 1551 |
| Конечный коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. | 0,513 |
| Средняя обводнённость к концу разработки, % | 99 |

Таблица 7 – Сопоставление утверждённых и расчётных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

| Пласт | Категория запасов | КИН, утверждённый в ЦКЗ РФ, доли ед. | Варианты | Коэффициент вытеснения, доли ед. | Коэффициент охвата вытеснением | Коэффициент охвата заводнением | КИН |
|-------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|----------|----------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------|
| чокрак III ₀ | C ₁ и C ₂ | 0,45 | 1 | истощение | истощение | | |
| | | | 2 | истощение | истощение | | |
| | | | 3 | 0,83 | 0,63 | 0,98 | 0,513 |
| | | | 4 | 0,83 | 0,67 | 0,98 | 0,535 |

На рисунке 14 представлены графики текущей нефтеотдачи по вариантам разработки.

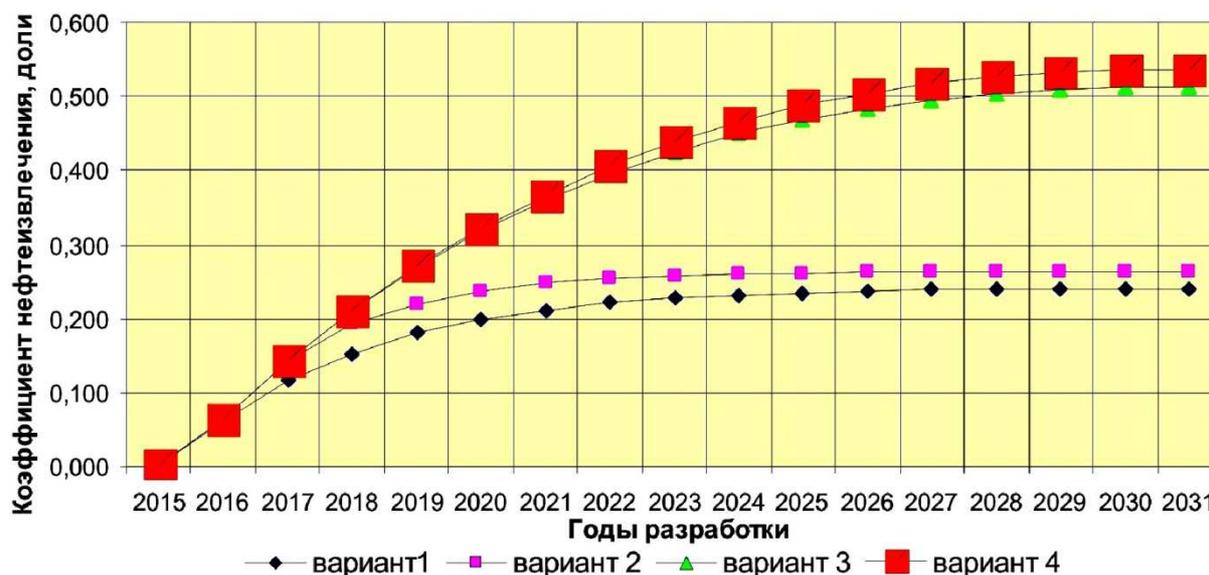


Рисунок 14 – Динамика нефтеотдачи по вариантам разработки Чумаковского месторождения

**Экономическая оценка вариантов разработки
и обоснование рекомендуемого варианта**

Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки залежи приведено в таблице 8 и на рисунке 15.

Таблица 8 – Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки Чумаковского месторождения

| Показатели | Варианты | | | |
|--|----------|-------|-------|-------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Проектный уровень добычи нефти, тыс. тонн/год | 172,5 | 241,3 | 241,3 | 241,3 |
| Год выхода на проектный уровень добычи | 2016 | 2017 | 2017 | 2017 |
| Продолжительность проектного уровня | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Накопленная добыча нефти, тыс. тонн | | | | |
| за 5 лет | 588 | 707 | 950 | 961 |
| за 10 лет | 698 | 779 | 1405 | 1463 |
| за 15 лет | | | 1536 | 1603 |
| за проектный срок | 709 | 783 | 1538 | 1605 |
| за рентабельный период | 709 | 779 | 1525 | 1577 |
| с начала разработки | 722 | 795 | 1551 | 1618 |
| Коэффициент нефтеотдачи, доли ед. | | | | |
| за проектный срок | 0,239 | 0,263 | 0,513 | 0,535 |
| за рентабельный период | 0,239 | 0,262 | 0,509 | 0,526 |
| Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн | | | | |
| за 5 лет | 594 | 713 | 1051 | 1071 |
| за 10 лет | 705 | 786 | 2236 | 2475 |
| за 15 лет | | | 3421 | 3895 |
| за проектный срок | 716 | 790 | 3658 | 4179 |
| с начала разработки | 729 | 803 | 3670 | 4192 |
| Обводнённость к концу разработки, % | 1,0 | 1,0 | 99,2 | 99,3 |
| Закачка воды за проектный срок, тыс. м ³ | – | – | 3246 | 4351 |
| Фонд скважин добывающих / нагнетательных | 2/– | 2/– | 2/1 | 2/3 |
| Количество вводимых скважин | 1 | 1 | 3 | 5 |
| добывающих | 1 | 1 | 2 | 2 |
| нагнетательных | – | – | 1 | 3 |
| новых скважин | 1 | 1 | 2 | 4 |
| Капитальные вложения, млн руб. | | | | |
| за 5 лет | 335 | 444 | 588 | 952 |
| за проектный срок | 335 | 444 | 588 | 952 |
| Потребность в дополнительном финансировании (капитал риска), млн руб. | – | – | – | – |
| Эксплуатационные затраты с учётом амортизационных отчислений, млн руб. | | | | |
| за 5 лет | 1748 | 2110 | 2795 | 2895 |
| за 10 лет | 2264 | 2593 | 4530 | 4948 |
| за 15 лет | | | 5417 | 6051 |
| за проектный срок | 2385 | 2721 | 5508 | 6179 |

Продолжение таблицы 8

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|----------------|------|------|------|
| Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб. | | | | |
| за 5 лет | 2971 | 2987 | 2941 | 3011 |
| за 10 лет | 3245 | 3329 | 3223 | 3381 |
| за 15 лет | | | 3527 | 3774 |
| за проектный срок | 3364 | 3476 | 3581 | 3848 |
| Чистый доход (ЧД) за проектный срок, млн руб. | 1668 | 1701 | 3428 | 3129 |
| Чистый дисконтированный доход (ЧДД), млн руб. | | | | |
| за 5 лет | 1179 | 1378 | 1789 | 1525 |
| за 10 лет | 1342 | 1465 | 2423 | 2211 |
| за 15 лет | | | 2481 | 2258 |
| за проектный срок | 1347 | 1454 | 2465 | 2238 |
| за рентабельный период | 1347 | 1467 | 2488 | 2276 |
| Срок разработки, лет | 12 | 12 | 16 | 16 |
| Срок рентабельной эксплуатации скважин, лет | 12 | 10 | 14 | 13 |
| Внутренняя норма доходности, % | – | – | – | – |
| Индекс доходности инвестиций, ед. | 5,4 | 4,6 | 5,6 | 3,7 |
| Индекс доходности затрат, ед. | 1,55 | 1,50 | 1,53 | 1,44 |
| Срок окупаемости, лет | | | | |
| простой | в течение года | | | |
| с дисконтом | | | | |
| Бюджетная эффективность (ЧДДБ), млн руб. | | | | |
| за 5 лет | 2750 | 3307 | 4269 | 4259 |
| за 10 лет | 3066 | 3522 | 5556 | 5665 |
| за 15 лет | | | 5768 | 5895 |
| за проектный срок | 3087 | 3532 | 5771 | 5898 |

Как видно из представленных данных, разработка месторождения характеризуется довольно высокой экономической эффективностью: значения чистого дохода и чистого дисконтированного дохода положительны, значения индексов доходности дисконтированных затрат более 1 и равны 1,44–1,55, индексы доходности инвестиций 3,7–5,6.

Наименее рентабельна разработка месторождения по базовому варианту 1: значение ЧД и ЧДД в 1,1–1,8 раза ниже, чем в последующих вариантах. Коэффициент конечной нефтеотдачи на 2,4–29,6 % ниже, чем в вариантах 2–4.

Предлагаемое вариантом 2 увеличение числа эксплуатационных скважин до трёх позволяет увеличить в сравнении с вариантом 1 суммарный отбор нефти на 10,4 % и коэффициент нефтеизвлечения с 0,239 до 0,263. В сравнении с вариантом 1 значение ЧДД по варианту 2 увеличивается в 1,1 раза. Незначительно снижаются значения индекса доходности инвестиций (4,6) и индекса доходности затрат (1,50).

Последовательное улучшение экономической оценки месторождения наблюдается и по варианту 3. Вследствие существенного роста суммарного отбора нефти в сравнении с вариантом 2 в 2 раза ЧД и ЧДД по варианту 3 в сравнении с вариантом 2 возрастают в 2 и в 1,7 раза. Индекс доходности дисконтированных затрат повышается до 1,53, а индекс доходности инвестиций до 5,6.

Эффективность осуществления ППД, предлагаемого вариантом 3, подтверждается и расчётами: дополнительный ЧДД – 1011 млн руб., индекс доходности инвестиций – 8,72, внутренняя норма доходности – 149,8 %, что в 15 раз выше нормативной принятой в расчётах (10 %), капитальные вложения окупаются на второй год.

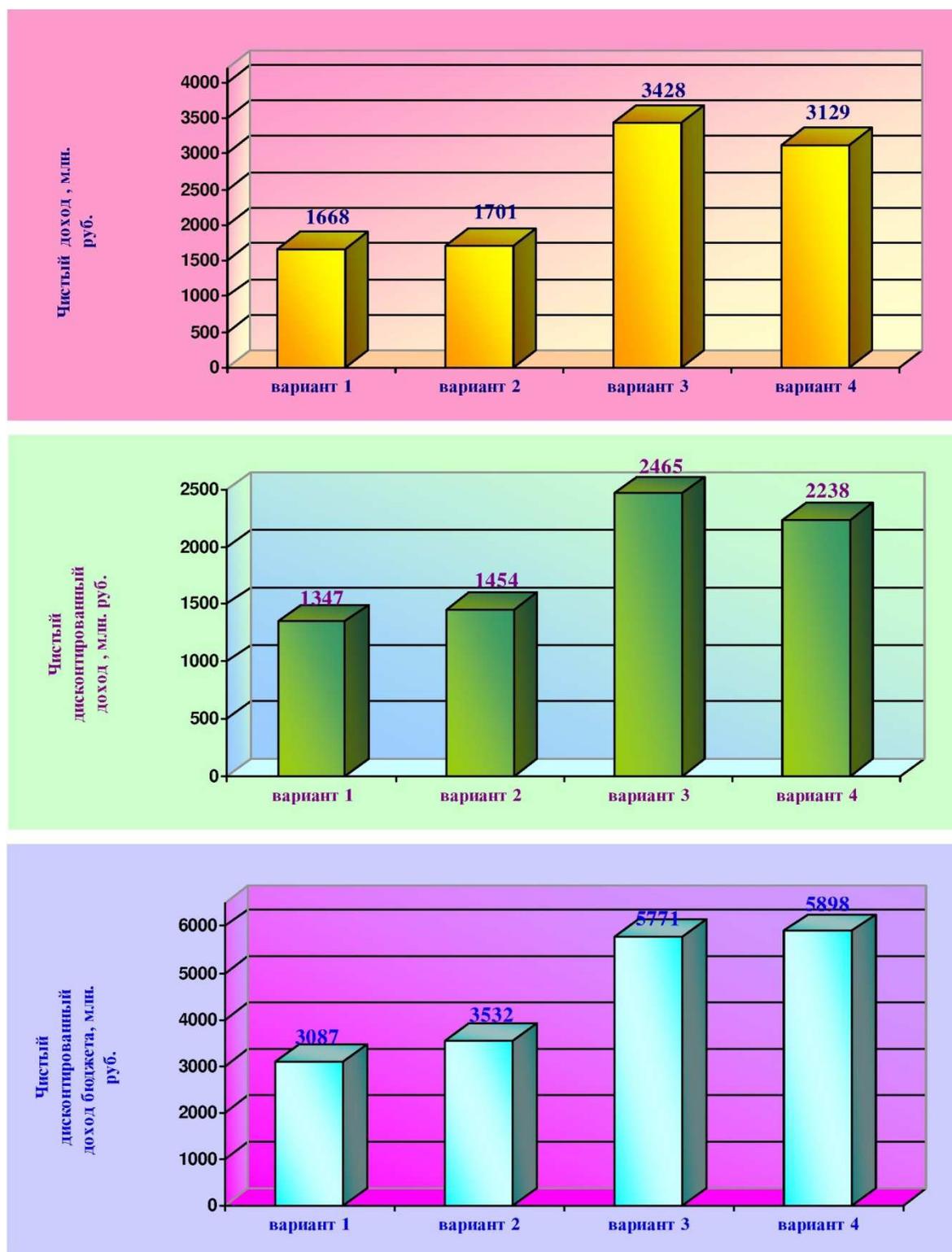


Рисунок 15 – Экономическая эффективность вариантов разработки месторождения

Последующее увеличение числа нагнетательных скважин до трёх за счёт бурения двух новых скважин, а также объёмов закачки воды до 322 тыс. м³ в год или на 36 % (вариант 4) не приводит к улучшению экономической оценки месторождения. Несмотря на рост в сравнении с вариантом 3 суммарного отбора нефти на 67 тыс. тонн (4,3 %), дополнительные капитальные вложения в сумме 364 млн руб. не окупаются. В сравнении с вариантом 3 ЧДД уменьшается на 226 млн руб., индекс доходности инвестиций менее 1 и равен 0,19. Всё это свидетельствует о нецелесообразности дополнительных в сравнении с вариантом 3 инвестиций.

Всё вышеперечисленное и, в первую очередь, значения ЧДД, позволяет рекомендовать к реализации вариант 3 разработки Чумаковского месторождения.

Технико-экономические показатели рекомендуемого варианта

За расчётный срок по варианту 3 разработки Чумаковского месторождения будет добыто 1538 тыс. тонн нефти и 489 млн м³ попутного газа. Коэффициент нефтеизвлечения равен 0,513. За рентабельный период – 1525 тыс. тонн и 485 млн м³, 0,509.

Для разработки месторождения потребуется 588 млн руб. капитальных вложений, в т.ч. в систему ППД – 134 млн руб.

Эксплуатационные расходы, рассчитанные по укрупнённой оценке, составят 5508 млн руб., в т.ч.:

- 1555 млн руб. – текущие производственные затраты;
- 3280 млн руб. – налоги;
- 673 млн руб. – амортизационные отчисления.

Чистый доход от реализации нефти и газа составит 3428 млн руб., чистый дисконтированный доход – 2465 млн руб. Индекс доходности затрат 1,53. В бюджет поступит 5771 млн руб. (ЧДДб).

Произведённое распределение валового продукта показало (рис. 16), что 15,6 % его расходуется на покрытие затрат по проекту, 60,1 % поступает в доход государства как в виде налогов и платежей из выручки 36,8 %, так и включаемых в себестоимость продукции (23,3 %).

На долю чистого дохода добывающей организации приходится 24,3 % потока наличности, что наряду со значениями других экономических критериев свидетельствует о высокой коммерческой эффективности проекта.

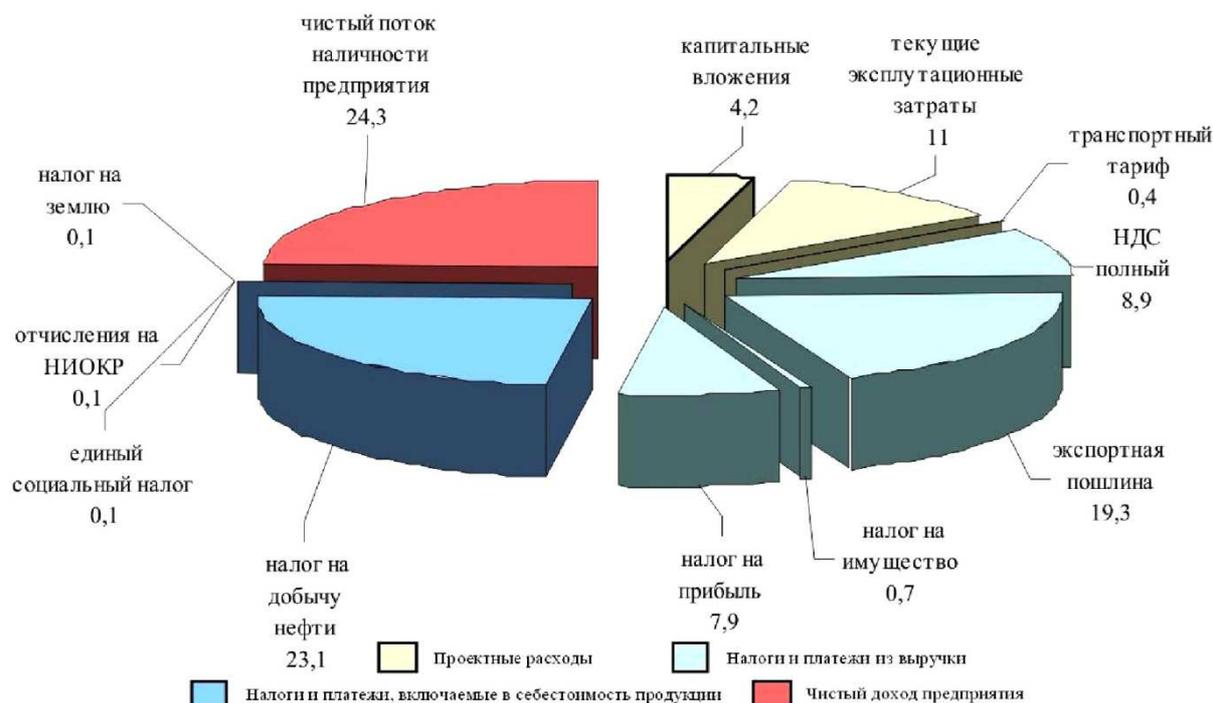


Рисунок 16 – Структура потока наличности

Расчёты показали, что при изменении нормы дисконта до 0,15 показатели эффективности снижаются: ЧДД до 2152 млн руб., ЧДДб до 5064 млн руб.

С учётом инфляции в 3 % годовых экономические показатели разработки повышаются: ЧДД – 2849 млн руб., доход бюджета (ЧДДб) увеличивается до 6073 млн руб. (при E = 0,10).

Анализ степени риска и чувствительности проекта к изменению технологических и экономических параметров

Функционированию нефтедобывающего предприятия, как и любого другого, в рыночной среде присущ определённый риск – вероятность убытков или недополучения доходов, предусмотренных проектом.

Наиболее важными причинами риска являются возможное снижение предполагаемого объёма производства и реализации продукции, рост материальных или иных затрат, повышение налогов, завышение принятых в расчётах закупочных цен, изменение величины прибыли на инвестированный капитал.

С целью учёта факторов неопределённости и риска и оценки устойчивости проекта использован метод вариации параметров, т.е. осуществлена проверка чувствительности критериев оценки эффективности проекта к изменению основных параметров-факторов.

В расчётах использованы умеренно пессимистические прогнозы изменения объёма добычи нефти, цены на нефть и совокупных затрат (капитальных вложений и эксплуатационных расходов) на 10–20 %. Расчёты выполнены по варианту 3, рекомендуемому к реализации.

В таблице 9 представлена оценка чувствительности проекта к различным изменениям технологических и экономических параметров.

Таблица 9 – Чувствительность проекта к изменениям технико-экономических показателей

| Показатели | ЧДД, млн руб. | ИДД | ИДДз, ед. |
|---|---------------|-----|-----------|
| Базовые значения | 2465 | 5,6 | 1,53 |
| Извлекаемые запасы (добыча нефти и газа) | | | |
| –20 % | 1810 | 4,4 | 1,46 |
| –10 % | 2138 | 5 | 1,50 |
| +10 % | 2792 | 6,2 | 1,55 |
| +20 % | 3119 | 6,8 | 1,57 |
| Капитальные вложения и эксплуатационные затраты | | | |
| –20 % | 2647 | 6,3 | 1,59 |
| –10 % | 2556 | 5,9 | 1,56 |
| +10 % | 2374 | 5,2 | 1,50 |
| +20 % | 2282 | 4,9 | 1,47 |
| Цена нефти и газа | | | |
| –20 % | 1068 | 3,0 | 1,25 |
| –10 % | 1768 | 4,3 | 1,40 |
| +10 % | 3160 | 6,9 | 1,65 |
| +20 % | 3854 | 8,1 | 1,76 |

В таблице 10 приведены основные технико-экономические показатели рекомендуемого варианта.

Таблица 10 – Основные технико-экономические показатели рекомендуемого варианта

| Показатели | Без учёта инфляции | С учётом инфляции |
|--|--------------------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Добыча нефти, тыс. тонн | 1538 | |
| Добыча попутного газа (на продажу), млн м ³ | 489 | |
| Цена нефти без налогов, руб./т | 6219 | 6986 |
| Капиталовложения, млн руб. | 588 | 602 |

Продолжение таблицы 10

| 1 | 2 | 3 |
|---|----------------|------|
| Эксплуатационные расходы, млн руб. | | |
| полные | 5508 | 5873 |
| без амортизационных отчислений | 4835 | 5186 |
| без амортизационных отчислений и налогов | 1555 | 1898 |
| Себестоимость добычи нефти, руб./т | 3581 | 3819 |
| Внутренняя норма доходности, % | – | – |
| Чистый доход, млн руб. | | |
| без дисконтирования | 3428 | 4097 |
| с дисконтированием E = 0,10 | 2465 | 2849 |
| с дисконтированием E = 0,15 | 2152 | 2455 |
| Период окупаемости, лет | | |
| без дисконтирования | в течение года | |
| Максимальный финансовый риск, млн руб., | – | – |
| Экономический предел, год | 2019 | 2019 |
| Поступления в федеральный и местный бюджеты, млн руб. | | |
| без дисконтирования | 8091 | 8641 |
| с дисконтированием E = 0,10 | 5771 | 6073 |
| с дисконтированием E = 0,15 | 5064 | 5299 |
| Индекс доходности дисконтированных затрат | | |
| E = 0,10 | 1,53 | 1,58 |
| E = 0,15 | 1,52 | 1,57 |
| Индекс доходности дисконтированных инвестиций | | |
| E = 0,10 | 5,6 | 6,2 |
| E = 0,15 | 5,1 | 5,6 |

При оценке риска предполагалось, что изменения параметров происходят независимо друг от друга.

Данные таблицы свидетельствуют о высокой устойчивости инвестиционного проекта по разработке Чумаковского месторождения: ЧДД остаётся положительным при всех принятых значениях отклонений основных факторов, минимальное значение индекса доходности затрат – 1,25, минимальное значение индекса доходности инвестиций – 3,0.

На основании изложенного можно сделать вывод о том, что инвестирование проекта разработки месторождения не сопряжено с риском.

К реализации рекомендуется разработка Чумаковского месторождения по варианту 3 с поддержанием пластового давления.

Литература:

1. Атяшева Е.П. Подсчёт запасов нефти по месторождениям «Роснефть-Краснодар-нефтегаз»: Западно-Мечётское и Западно-Беликовское. – М. : ООО «Геонефтегаз», 2002 (Фонды ООО «НПЭ»).
2. Дембицкий С.И., Шнурман Г.А., Брайловская А.А. Обоснование по данным ГИС параметров для подсчёта запасов углеводородов на Западно-Беликовской, Западно-Мечётской, Западно-Морозовской площадях. – Краснодар : КубГУ, 2002 (Фонды ООО «НПЭ»).
3. Новосёлова Л.Л. Обобщение геолого-геофизических материалов Западно-Беликовской площади, рекомендации по дальнейшим работам. – Краснодар : ООО «НПЭ», 2002 (Фонды ООО «НПЭ»).
4. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.

5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
12. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
13. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
14. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
15. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
16. Абдуллаева Э.С. кызы. Повышение нефтеотдачи пласта путём восстановления проницаемости призабойной зоны скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 32–34.
17. Абдулхаков Р.Р., Захарова Е.Ф. Некоторые аспекты оценки ГТМ на нагнетательном фонде длительно эксплуатируемых объектов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 35–38.
18. Алефиров С.В. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения Новое // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 31–57.
19. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 170–172.
20. Кокарев М.О., Мирский А.В. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 109–113.
21. Куренков В.В. Построение трёхмерной геологической модели на примере литологии Вынгапуровского месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 108–110.
22. Омельченко Н.Н., Иолчуев А.М. Савенок О.В. Вопросы безопасности и экологичности на Ключевом месторождении ООО «РН - Краснодарнефтегаз» // Актуальные вопросы охраны окружающей среды: сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции (17–19 сентября 2018 года, Белгород). Секция 6: Экологическая безопасность. – Белгород : Издательство Белгородского государственного технологического университета, 2018. – С. 356–363.
23. Поварова Л.В., Яковина А.С., Даниелян Г.Г. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Ковалевского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 89–100.

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

References:

1. Atasheva E.P. Calculation of oil reserves at Rosneft-Krasnodarneftegas fields: Zapadno-Mechetskoye and Zapadno-Belikovskoye. – М. : ООО Goneftegaz, 2002 (Funds of ООО NPE).
2. Dembitsky S.I., Shnurman G.A., Brailovskaya A.A. Justification based on GIS data of parameters for calculation of hydrocarbon reserves in Zapadno-Belikovskaya, Zapadno-Mechetskaya, Zapadno-Morozovskaya areas. – Krasnodar : Kuban State University, 2002 (Funds of LLC NPE).
3. Novoselova L.L. Summary of geological and geophysical materials of Zapadno-Belikovskaya area, recommendations for further work. – Krasnodar : LLC «NPE», 2002 (Funds of LLC «NPE»).
4. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Т. 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., Yaremiychuk R.S. Development of the naphtha and gasvich sverdlovins. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields : textbook. – Novocheerkassk : South Russian State Pedagogical University (NPI), 2015. – 322 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geophysical researches and works in wells: educational event. – Novocheerkassk : Lik, 2017. – 326 p.
12. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.
13. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic researches : textbook. – Krasnodar : Published by FSBEI «KubGTU», 2017. – 203 p.
14. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – М. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
15. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.
16. Abdullaeva E.S. Kyzy. Elevation of oil recovery by restoring the permeability of the bottom-hole zone of wells // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 32–34.
17. Abdulkhakov R.R., Zakharova E.F. Some aspects of the evaluation of GTM at the discharge fund of the objects under long-term operation // Bulatovskie readings: materials of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 35–38.
18. Alefirov S.V. Geological and physical characteristics of productive formations of the New field // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 31–57.
19. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Y.I. Application of Markov models to the analysis of oil and gas field development and assessment of well production // Bulatov Readings: Mathematics of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 170–172.
20. Kokarev M.O., Mirskiy A.V. Development of technology for enhanced oil recovery at the late stage of field operation // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes: collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 109–113.

21. Kurenkov V.V. Construction of a three-dimensional geological model on the example of lithology of the Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 108–110.

22. Omelchenko N.N., Iolchuev A.M. Savenok O.V. Safety and environmental issues at the Klyuchevoy oilfield of RN Krasnodarneftegaz LLC // Topical issues of environmental protection: collection of reports of the All-Russian Scientific and Technical Conference (September 17–19, 2018, Belgorod). Section 6: Environmental Safety. – Belgorod : Publishing house of Belgorod State Technological University, 2018. – P. 356–363.

23. Povarova L.V., Yakovina A.S., Danielyan G.G. Calculation of oil reserves and dissolved gas of the Kovalevskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2 – P. 89–100.

24. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Journal «Territory of Neftegaz». – M. : Camelot Publishing House, 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.

УДК 550.832

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
И АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОГО ПРИМЕНЕНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ПЕРЕД ПРОВЕДЕНИЕМ РАБОТ
ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ**

**EQUIPMENT AND TECHNOLOGY OF GEOPHYSICAL METHODS
FOR WELL TESTING ON THE PRIOBSCOYE FIELD
AND ANALYSIS OF THE POSSIBLE USE OF ELECTRICAL LOGGING
BEFORE OIL RECOVERY OPERATIONS**

Яковлев Алексей Леонидович

Вице-президент
по развитию инвестиционных проектов,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Yakovlev Aleksey Leonidovich

Vice President
for Investment Project Development,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@i-npz.ru

Аннотация. В статье рассмотрено проведение работ по каротажу и повышению нефтеотдачи двух скважин на территории Селияровской площади Приобского месторождения. В результате этих работ решены следующие задачи: 1) определена количественная оценка дебита скважин и их контрольных параметров; 2) сделаны выводы по обработке скважин с целью повышения извлекаемых запасов углеводородов; 3) даны рекомендации по дальнейшей эксплуатации скважин. Также рассмотрена перспектива применения инновационной технологии – нанокартаж – перед проведением работ по повышению нефтеотдачи.

Annotation. The paper considers the work on logging and enhanced oil recovery of two wells on the territory of the Seliyarovskaya area of the Priobskoye field. As a result of these works the following tasks were solved: 1) the quantitative estimation of well flow rate and their control parameters was determined; 2) conclusions were drawn on well processing to increase recoverable hydrocarbon reserves; 3) recommendations on the further operation of wells are given. Also, the perspective of using innovative technology – nanologging – before the work on increasing oil recovery is considered.

Ключевые слова: обоснование выбора комплекса методов; описание методов, входящих в геофизические исследования; комплекс методов определения текущего насыщения продуктивных пластов; методика проведения полевых работ; обработка и интерпретация полученных данных; метод плазменно-импульсного воздействия на пласт; электрический каротаж через обсадную колонну перед проведением работ по повышению нефтеотдачи.

Keywords: justification of the choice of a complex of methods; description of methods included in geophysical research; a set of methods for determining the current saturation of productive layers; methods of field work; processing and interpretation of the data; method of plasma-pulse effect on the formation; electric logging through casing before oil recovery enhancement.

Цели и задачи проектирования

Повышение извлекаемых запасов углеводородов является одной из самых актуальных и важных задач в нефтедобывающей промышленности.

Продление срока службы скважины является также важной задачей, потому что эксплуатационная нефтяная скважина является очень дорогим и технически сложным сооружением.

Блок добывающих скважин Северо-Западной части Приобского нефтяного месторождения, согласно данным по разработке, имеет низкий дебит флюида (менее 10 тонн/сут.) и высокую обводненность (более 90 %). Эксплуатация скважин с дебитом менее 10 тонн/сут. не рентабельна, для увеличения извлекаемых запасов и продления срока службы скважин необходимо провести – геофизические исследования комплексом состав / приток и комплексом ГИС для определения текущего характера насыщения пластов-коллекторов, после чего выполнить интенсификацию притока пластового флюида методом упругого воздействия на пласт аппаратурой «Приток-1М».

ПГР необходимо выполнить по части блока в 6 скважинах. Применение ПИТ планируется выполнить в двух из 6 скважин, т.к. радиус действия рассмотренной ниже аппаратуры увеличения притока составляет около 600 м.

Работы будут проводиться с помощью передвижной каротажной станции на базе шасси автомобиля КамАЗ, на которой установлен блок управления «МЕГА».

Обоснование выбора комплекса методов

Определение точных количественных параметров, таких как: дебит флюида, температура и давление возможно лишь при проведении необходимого комплекса ГИС.

Выбор комплекса ГИС зависит от поставленной задачи: определить дебит флюида, обводнённость, и контрольные параметры скважин (температура, давление). Таким образом, комплекс ГИС должен включать в себя следующие методы:

- 1) термометрии;
- 2) барометрии;
- 3) фонового гамма-каротажа;
- 4) механической расходомерии;
- 5) термокондуктивной расходомерии;
- 6) влагометрии;
- 7) резистивиметрии;
- 8) локатор муфт;
- 9) шумометрии.

Термометрия и барометрия проводятся для измерения контрольных параметров, таких как температура и давление соответственно, для каждой скважины существуют определенные значения данных величин, следовательно, при значительном отклонении от контрольного значения прогнозируется вероятность неоптимального режима работы скважины.

Фоновый гамма-каротаж проводится для увязки по глубине данных всех видов ГИС.

Механическая расходомерия проводится с целью определения общего дебита жидкости в стволе скважины.

Влагометрия и резистивиметрия проводятся с целью определения соотношения вода / нефть в скважине, это необходимо для дальнейших расчётов дебита скважины.

Локатор муфт служит для привязки выше рассмотренных методов.

Также для определения положения ВНК, заводнённых интервалов пласта и текущего нефтенасыщения перед проведением работ по повышению нефтеотдачи комплекс ГИС должен включать ИННК и С/О-каротаж.

Описание методов, входящих в геофизические исследования

Комплекс методов состав / приток

Термометрия

Термометрия действующих скважин (высококчувствительная термометрия) отличается от традиционной термометрии (геометрия, метод закачки жидкости с контрастной температурой) тем, что измерения проводятся в процессе работы скважины и исследуются тепловые аномалии, обусловленные термодинамическими эффектами при движении флюидов в пласте и стволе скважины. Исследования сводятся к спуску термометра в продуктивный интервал и регистрации распределения температуры вдоль ствола скважины с обязательным перекрытием зумпфа и приёма НКТ. Желательно, чтобы приём НКТ был поднят на 40–50 м выше кровли верхнего перфорированного пласта. В действующей скважине с квацистационарным тепловым полем обязательно регистрируется повторная термограмма и несколько термограмм в остановленной скважине. Масштаб записи температуры 0,05 °С/см.

Интерпретация термограмм заключается в выявлении и анализе температурных аномалий. Анализ начинают с зумпфа. При наличии участка ненарушенной геотермы (в действующей скважине обычно на расстоянии 10 м от подошвы нижнего работающего пласта) определяют градиент температуры. Корреляция градиентов температуры с разрезом свидетельствует об отсутствии движения жидкости в скважине и заколон-

ном пространстве по данным термометрии. Заключение по результатам исследований скважины выдаётся по данным всего комплекса (локация муфт, плотнометрия, ГК, механическая и термокондуктивная дебитометрия, влагометрия, резистивиметрия).

- Диагностика состояния насосно-подъёмного оборудования.
- Выявление обводнённых интервалов по эффекту охлаждения пласта закачиваемыми водами.
- Определение интервалов разгазирования и поступления газа.

Термометрия позволяет получить информацию о пластах, перекрытых НКТ и о работе пластов, недоступных исследованию в действующей скважине (по измерениям в остановленной скважине после извлечения из нее оборудования). После регистрации термограмм, не поднимая прибор из интервала исследований, проводится первичная оценка качества материала. В качестве критериев используются уровень случайных помех (не должен превышать $0,02\text{ }^{\circ}\text{C}$) и качество воспроизведения аномалий на основной и повторной диаграммах (расхождение диаграмм не должно быть более $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ по большинству точек, общий характер изменения температуры должен повторяться с высокой точностью). Может быть установлен масштаб записи термометрии в $0,02\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{см}$.

Измерение температуры в интервале продуктивных пластов проводится на спуске. Скорость движения термометра зависит от постоянной времени датчика. Поскольку постоянная времени, определённая в лабораторных условиях, не всегда совпадает с реальным значением в скважине, рекомендуется писать со скоростью не более $200\text{ м}/\text{час}$. Распределение температуры по стволу добывающей скважины определяется следующими факторами:

- изменение температуры флюида при фильтрации в пласте (баротермический эффект);
- естественное тепловое поле Земли;
- эффект калориметрического смешивания восходящего по колонне потока с поступающим из пластов флюидом;
- теплообмен между потоком жидкости в стволе скважины и окружающими породами.

Кроме них, на распределение температуры влияют расход и состав флюида, структура и направление потока. К настоящему времени определялись следующие задачи, которые могут решаться высокочувствительной термометрией:

- выделение интервалов притока (приёмистости), в том числе и слаборботающих перфорированных пластов;
- выявление заколонных перетоков из неперфорированных пластов;
- определение притоков в скважину из мест негерметичности обсадной колонны.

Барометрия

Барометрия основана на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени.

Применяют для определения абсолютных значений забойного или пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами «притока-состава»).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры среды, структуры газожидкостного потока.

Измерения выполняют глубинными манометрами, которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Их подразделяют также на манометры с автономной регистрацией и дистанционные. Преобразователи давления могут быть пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), струнные и мембранные. Конструкция глубинных манометров должна обеспечивать измерение статической составляющей полного давления (за исключением интервалов интенсивного притока флюидов в ствол, где возможно влияние радиальных струй).

Гамма-каротаж

Принцип гамма-каротажа (ГК) основан на регистрации скважинными приборами естественной радиоактивности горных пород слагающих разрез скважины.

Естественной радиоактивностью называется самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов слагающих горные породы. Естественная радиоактивность складывается из способности горных пород испускать альфа-, бета- и гамма-излучение. Глубина проникновения альфа-излучения в горных породах составляет первые десятки микрон, бета-излучения – первые миллиметры, а гамма-излучения – от 30 до 40 см. Следовательно, с точки зрения изучения разрезов скважин только гамма-излучение представляет практический интерес.

Величина естественной радиоактивности горных пород определяется в основном содержанием в них трех основных химических элементов: урана, тория и изотопа калия-40.

Основная задача в добывающих и нагнетательных скважинах – корреляция разрезов скважин (привязка по глубине).

Влагометрия

Для выделения интервалов поступления воды в скважину, для определения состава флюидов в стволе скважины и установления мест негерметичности обсадной колонны широко применяются влагомеры. Материалы и теоретические расчёты показали, что верхний предел количественного определения влагосодержания ограничивается 50 %. При обводнении свыше 50 % аппаратура позволяет лишь качественно выделять водоотдающие интервалы. Существует две разновидности глубинных влагомеров, обладающих различными методическими возможностями: пакерные и беспакерные влагомеры. В беспакерном приборе через датчик проходит только часть жидкости, движущейся по колонне, поэтому беспакерные влагомеры работают на качественном уровне. В пакерном влагомере через датчик пропускается часть, движущейся по колонне жидкости, что значительно повышает эффективность прибора.

Основным недостатком всех влагомеров является зависимость их показаний от свойств нефти, воды и водонефтяных смесей, которые зависят от температуры, давления, газонасыщения и могут изменяться по площади и толщине даже одного нефтяного горизонта, что при качественной оценке компонентного состава смеси требует проведения больших тарировочных работ по построению градуировочных зависимостей с учётом всех мешающих факторов.

Резистивиметрия

Применение резистивиметров основано на измерении электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины, позволяющих выделить гидрофильную (нефть в воде) и гидрофобную (вода в нефти) составляющие и устанавливать положение водонефтяного раздела в скважинах (ВНР).

Исследования индукционным резистивиметром позволяют определить удельную проводимость среды в колонне, положение нефтеводораздела (границу перехода гидрофильной среды в гидрофобную), границы зон гидрофильных водонефтяных смесей с различной концентрацией нефти в воде, границы изменения минерализации воды в колонне. Полученная информация обеспечивает выделение слабых притоков нефти в скважину при содержании воды в колонне более 50 % и определение мест поступления воды в колонну различной минерализации. Учитывая высокую чувствительность метода к небольшим притокам нефти, индукционный резистивиметр следует применять как метод для выявления слабых притоков нефти через «застойную» воду как индикатор типа эмульсии.

Ограничения связаны с одновременным влиянием на показания индукционного резистивиметра водосодержания, минерализации воды, гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяной смеси, температуры среды. Для гидрофобной смеси показания близки к нулевым значениям удельной электрической проводимости.

Расходометрия

Расходометрия является одним из основных методов изучения эксплуатационных характеристик пласта. При контроле разработки нефтяных месторождений приме-

няются две модификации метода – гидродинамическая и термокондуктивная расходомерия. Обе модификации метода входят в полный комплекс исследования действующих скважин.

Механическая расходомерия предусматривает определения скорости движения (расхода) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пластов или закачиваемых в пласты.

Применяют как основной метод для:

- выделения интервалов притоков в добывающих и интервалов приёмистости в нагнетательных скважинах;
- оценки профилей притока и приёмистости в перфорированных интервалах;
- определения поинтервальных и суммарных дебитов;
- выявления внутрисклонных перетоков после остановки скважины.

Выполняют в обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах.

Ограничения заключаются в недостаточной чувствительности в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижение точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола, ограничений по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или сужений.

Каждый комплект расходомера должен быть снабжён градуировочной характеристикой, представляющей собой зависимость показаний прибора от объёмного расхода жидкости (м³/сут.). Градуировка расходомера производится на воде, на специальном гидродинамическом стенде. Одновременно определяется коэффициент пакеровки прибора и его стабильность. Стабильность характеристик прибора и их соответствие градуировочному графику контролируется в промысловых условиях по результатам сопоставления суммарных дебитов (расходов) скважин, определенным по данным расходомера и в замерном устройстве на поверхности. Расхождение между ними не должно быть более 20 %. При этом дебит (расход скважины), измеренный на поверхности, должен быть приведен к забойным условиям и погрешность его определения не должна превышать 10 %. Если расхождения в суммарных дебитах превышают 20 %, необходима повторная градуировка расходомера на гидродинамическом стенде.

Программа работ для установления распределения суммарного дебита по пластам предусматривает точечные измерения и запись непрерывной кривой. В начале проводятся точечные измерения в перемычках между исследованными пластами, а также выше и ниже интервалов перфорации. Число точек в каждом интервале исследований должно быть не менее 5, расстояние между ними 0,2–2,0 м. Расхождения между измерениями в одной точке в перфорированном участке не должны превышать 5 %.

Для определения отдающих (принимающих) интервалов перфорированного пласта записывается непрерывная диаграмма в интервалах перфорации и в 10–20 м участках ствола, прилегающих к ним.

В скважинах, дающих чистую нефть или только воду, результаты измерения дебитом являются достаточными для установления места притока жидкости в скважину и характера насыщения соответствующих интервалов в случае, когда нет затрубной циркуляции, прорыва нагнетаемых вод и целостность колонны установлена.

В скважинах, дающих нефть с водой, исследования расходомерами не решают задачу по разделению на нефте- и водоотдающие интервалы, для этих целей должен применяться более расширенный комплекс геофизических методов. Эффективность использования расходомерии при исследовании скважин зависят от её технического состояния в интервале перфорации. Расходограммы, полученные в скважинах, где продуктивный интервал был вскрыт перфораторами ПК-103, легко интерпретируются в интервалах перфорации – по ним можно построить профили отдачи или приёмистости по всему отдающему или принимающему интервалу при условии целостности цементного камня за колонной.

Контроль за выработкой пласта предусматривает учёт объёма закачиваемой и добываемой жидкости из него, а также поинтервальное распределение отдачи и приёмистости по толщине перфорированного интервала на количественном уровне.

Термокондуктивная расходометрия основана на применении в качестве индикатора движения и состава флюида термоанемометра с прямым или косвенным подогревом. Применяют для выявления:

- интервалов притоков или приёмистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Недостатки метода связаны с ненадежностью количественной оценки скорости потока флюида в скважине вследствие сильной зависимости показаний от состава флюидов, направления их движения (повышенная чувствительность к радиальной составляющей потока), температуры среды и мощности нагревателя, а также недостаточной чувствительности в области высоких скоростей потока.

К достоинствам термокондуктивных расходомеров следует отнести:

- высокую чувствительность в диапазоне низких (менее 1 м³/сут.) и средних дебитов, что позволяет выделить притоки жидкости, не фиксируемые гидродинамическими расходомерами.
- простота конструкции, что повышает его эксплуатационные качества.

Акустическая шумометрия

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Применяют для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами; интервалов заколонных перетоков газа; выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Ограничения связаны с шумами, возникающими при движении самого прибора, существованием сложной зависимости чувствительности датчика от частоты, одновременным влиянием на частоту шумов скорости потока, диаметра канала, вязкости флюида.

Акустический шумомер является индикаторным прибором и не подлежит строгой калибровке. Его данные не пригодны для количественных определений.

Локаатор муфт

Метод электромагнитной локации муфт основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла бурильных труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их однородности.

Применяют для:

- становления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб;

- определения положений муфтовых соединений обсадной колонны;
- точной привязки показаний других приборов к положению муфт;
- взаимной привязки показаний нескольких приборов;
- уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб;
- определения текущего забоя скважины;
- в благоприятных условиях – для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

В локаторе муфтовых соединений обсадной колонны (ЛМ) для того, чтобы определить местонахождение муфты, используется принцип индукции. Локаатор состоит из двух постоянных магнитов, разделенных измерительной катушкой, навитой на стальной сердечник. Два магнита располагаются обращёнными друг к другу одноимёнными полюсами.

Это особое размещение магнитов (их полюсов) генерирует очень сильное магнитное поле. Так как ЛМ двигается в обсадной колонне, силовые линии магнитного потока остаются постоянными до тех пор, пока зонд не войдет в зоны, где резко изменяется толщина стенки трубы (муфта). Эта разность влияет на показания измерительной катушки, в которой индуцируется дополнительный ток. Ответный сигнал этого тока посылается на поверхность.

Этот эффект измерения магнитного поля применяют для обследования труб и локации местоположения муфтовых соединений.

Применяемая аппаратура и оборудование

Аппаратурный комплекс МЕГА-К предназначен для проведения термогидродинамических исследований в действующих скважинах в процессе контроля за разработкой нефтегазовых месторождений и служит для измерения, индикации, контроля и передачи на поверхность в виде кодоимпульсных сигналов следующих физических параметров:

- температуры;
- давления;
- магнитной неоднородности обсадной колонны;
- мощности экспозиционной дозы гамма-излучения;
- объемного влагосодержания скважинного флюида;
- удельной проводимости скважинного флюида;
- изменения скорости движения скважинной жидкости;
- изменения уровня акустического шума;
- объёмного расхода жидкости.

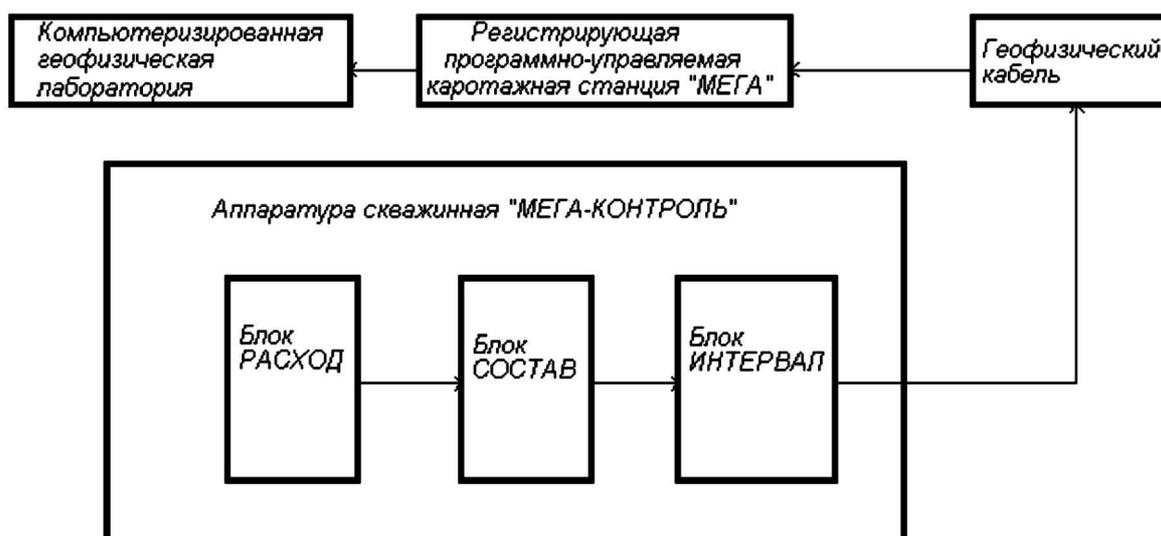
Комплекс МЕГА-К обеспечивает проведение исследований в скважинах при температуре окружающей среды до 100 °С и гидростатическом давлении до 60 МПа с компьютеризованной каротажной станцией «МЕГА» и одножильным грузонесущем геофизическим кабелем до 5000 м.

В конструкцию аппаратуры заложен блочный принцип построения узлов механики и электронных схем.

Аппаратура представляет собой три блока (РАСХОД; СОСТАВ; ИНТЕРВАЛ), допускающих их сборку в различном сочетании и любой последовательности, электрически соединенных центральной транзитной жилой кабеля, кроме блока РАСХОД который в любом варианте сборки является конечным.

Электрическая структурная схема аппаратуры скважинной "МЕГА - КОНТРОЛЬ"

В одном из вариантов сборки блоков аппаратуры "МЕГА-КОНТРОЛЬ"



Аппаратура в полном составе сборки блоков имеет объединённое питание, подаваемое по кабелю и объединённую информационную сеть, сформированную на той же жиле кабеля.

В каждом блоке сборки аппаратуры установлена плата телеметрической системы. При включении питания аппаратуры все блоки объединяются в единую телеметрическую сеть и автоматически переходят в режим поочерёдной передачи данных.

Модуль «ИНТЕРВАЛ» предназначен для привязки интервалов либо выполнения комплекса в нагнетательных скважинах (при подключении модуля механического расходомера) и включает в себя следующий набор датчиков:

- датчик термометра – чувствительный термометрический элемент (терморезистор). Действие основано на изменении сопротивления металлического проводника с изменением температуры;
- *датчик давления* – мостовой тензопреобразователь Д100-2;
- *локатор муфт*, состоящий из двух постоянных магнитов и катушки, расположенной между ними, собранный на каркасе из немагнитного материала. Информационным параметром при осевой магнитной неоднородности колонны труб выступает наведённая ЭДС самоиндукции в катушке датчика ЛМ;
- *датчик уровня естественного гамма-излучения* – сцинтилляционный кристаллический детектор NaJ(Tl) СДН17 размером 18х160 с фотоэлектронным множителем ФЭУ-102. Принцип работы электронной части прибора совместно с датчиком ГК основан на преобразовании квантов гамма-излучения в электрические импульсы с помощью сцинтилляционного детектора и далее преобразовании средней частоты этих импульсов в код.

Для проведения полного комплекса исследований по контролю за разработкой производят сборку модуля «ИНТЕРВАЛ» с модулем «СОСТАВ», включающего в себя:

- *датчик влагомера* представляет собой RC – генератор, в колебательный контур которого включен измерительный конденсатор проточного типа. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная, газоводяная или многокомпонентная смесь, изменяющая емкость датчика с последующим преобразованием изменения ёмкости в сигналы разной частоты;
- *электромагнитный датчик резистивиметра* представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух – возбуждающей и приёмной – тороидальных катушек. Объёмный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика. В датчике используется трансформаторный метод измерения электропроводности жидкости;
- *датчик термокондуктивного расходомера STD* – чувствительный термометрический элемент с нагревателем работает по принципу термоанемометра. В нём установлен термочувствительный элемент (терморезистор) и резистор нагревателя. Сопротивление терморезистора в однородной среде обратно пропорционально средней линейной скорости потока, что позволяет в благоприятных условиях оценивать скорость потока и строить профиль притока или поглощения флюида;
- *датчик уровня акустических шумов* – пьезокерамический элемент, выполненный в форме втулки, жёстко соединённый с корпусом блока. Пьезокерамический элемент работает в качестве приёмника упругих волн звукового диапазона.

Конструкция обоих модулей предусматривает подключение к себе одного из модуля «РАСХОД» (механический беспакерный расходомер), предназначен для измерения расхода жидкости – состоит из корпуса с крыльчаткой, нижней штанги с грузом, фонаря (центратора), преобразователя с мостом (или приборной головкой). В преобразователе установлена электронная часть блока.

Крыльчатка установлена в корпусе на керновых опорах, состоящих из корундового конического подпятника типа ПКК 2,5х0,15 и керна с радиусом сферы 0,05 мм. В верхней части корпуса установлены два магниточувствительных датчика, выводы которых соединены с платой, установленной в головке. В утолщённой части оси крыльчатки установлены два миниатюрных постоянных магнита. При вращении крыльчатки поля магнитов воздействуют на датчики, сигналы с которых поступают в электронной часть, установленную в преобразователе.

Принцип работы расходомера основан на определении скорости потока жидкости в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Измерение производится при спуске или подъёме в исследуемых интервалах, а также поточечно. Величина расхода флюида в данном сечении скважины (колонна диаметром 5 дюймов) определяется по зависимости частоты вращения аксиальной крыльчатки от расхода соосного с ней потока жидкости.

Комплекс методов определения текущего насыщения продуктивных пластов

Известно, что, несмотря на экономическую привлекательность, операции по возврату скважины на вышележащие пласты сопровождаются серьёзными финансовыми рисками, если нет достоверной оценки текущего насыщения объекта перевода до постановки бригады капитального ремонта.

Методами, позволяющими определить текущее насыщение неперфорированного пласта, являются нейтронные методы исследования скважин: импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и углеродно-кислородный каротаж (С/О-каротаж). Применяя какой-либо из этих методов или их комбинацию, можно определить через обсадную колонну, каким флюидом насыщено поровое пространство исследуемого пласта.

Импульсный нейтрон-нейтрон каротаж

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж основан на многомерной регистрации нестационарных потоков тепловых нейтронов одновременно на двух зондах в скважинах любых категорий. За счёт применения импульсных генераторов нейтронов измеряется пространственно-временное распределение тепловых нейтронов в скважинах, в результате чего достигается повышенная достоверность и однозначность решения традиционных задач нефтепромысловой и нефтеразведочной геофизики.

В ИННК применяется измерительная скважинная установка, состоящая из импульсного скважинного генератора нейтронов и расположенного на некотором фиксированном расстоянии (длина зонда) от него детектора нейтронов.

Принцип действия аппаратуры основан на облучении горных пород импульсами быстрых нейтронов и анализе временного распределения плотности тепловых нейтронов в зависимости от характера насыщения и элементного состава горных пород.

Принцип работы скважинного генератора нейтронов следующий. Мишень, представляющая собой один из лёгких элементов (дейтерий, тритий, бериллий, литий и др.), бомбардируется потоком ускоренных заряженных реакций ${}^2\text{D} (d, n) {}^3\text{He}$ и ${}^3\text{T} (d, n) {}^4\text{He}$ бомбардировки потоком ионов дейтерия (дейтонов) или трития.

Основными конструктивными узлами генератора нейтронов являются ускорительная трубка и источник питания высокого напряжения. Ускорительная трубка представляет собой стеклянный баллон, заполненный дейтерием (изотопом водорода ${}^2\text{H}$).

Регистрируемыми характеристиками полей излучений в скважине являются скорости счёта импульсов в узких временных окнах (32 мкс) для двух детекторов тепловых нейтронов расположенных на разных расстояниях от импульсного источника нейтронов энергией 14 МэВ. Временная база регистрации 32–1984 мкс. Частота срабатывания излучателя нейтронов жёстко задана и составляет 20 Гц.

Управление работой прибора происходит путем подачи в 1-ю жилу кабеля положительных импульсов, формируемых ADSP 350h, при помощи одного плеча схемы «Манчестер» БУСП.

По запросу с компьютера (ADSP) станции производится запуск генератора нейтронов. Каждый импульс запуска начинает измерительный цикл, длящийся 200 мс. Цикл начинается с запуска трубки генератора нейтронов. Генератор испускает в течение 2 мкс быстрые нейтроны с энергией 14 МэВ. Взаимодействуя с окружающей средой нейтроны, замедляются до уровня тепловых энергий. Два детектора ближний (малый зонд) и дальний (большой зонд), зондовые расстояния соответственно $L_1 = 380$ мм и $L_2 = 670$ мм, регистрируют тепловые нейтроны. Двухзондовая конструкция прибора обеспечивает компенсацию скважинных условий. Измерительный цикл заканчивается передачей на ADSP станции зарегистрированных временных спектров (число импульсов за время 2048 мкс) для двух нейтронных детекторов.

Непосредственно измеряемыми параметрами являются величины обратные декременту временного затухания скорости счёта импульсов для двух зондов τ_1 и τ_2 в интегральном временном окне от заданной начальной задержки до конца временной базы регистрации (время жизни тепловых нейтронов) и скорости счёта импульсов в том же временном окне (только для ручной настройки).

В станции МЕГА реализовано одновременно два варианта измерения:

1. Автоматическое определение параметров τ_1 и τ_2 с временными задержками 256 и 512 мкс.

| Шифр параметра | τ | Задержка, мкс. | Зонд |
|----------------|----------|----------------|--------------|
| TP11 | τ_1 | 256 | малый зонд |
| TP21 | τ_2 | 256 | большой зонд |
| TP12 | τ_1 | 512 | малый зонд |
| TP22 | τ_2 | 512 | большой зонд |

2. Определение параметров τ_1 (TP1) и τ_2 (TP2) и скоростей счёта INT1, INT2 в каналах малого и большого зондов с временными задержками, установленными оператором. Параметры SPC1 и SPC2 являются спектрами распределения импульсов во всём временном окне регистрации по малому и большому зонду.

Дифференциация пород, определение нефтенасыщенности и пористости осуществляется по основным нейтронным параметрам – среднему времени жизни и коэффициенту диффузии тепловых нейтронов. Как известно, нефть и пресная вода обладают близкими значениями времени жизни тепловых нейтронов (τ_n мкс, τ_e мкс), но с увеличением концентрации NaCl в пластовых водах до 50 г/л среднее время жизни нейтронов в воде уменьшается до 100 мкс, на этом различии нейтронных параметров основана методика определения нефтенасыщенности ИННК. По оценкам различных авторов оценка коэффициента нефтенасыщенности K_n пластов методом ИННК возможна при выполнении следующих условий:

- минерализация пластовой воды не менее 30–70 г/л NaCl; с уменьшением минерализации вод точность определения K_n уменьшается;
- отсутствие зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости и восстановление минерализации пластовой воды в этой зоне до первоначального или до известного значения.

Уровень минерализации пластовой воды по NaCl является определяющим фактором достоверной оценки насыщенности пластов. По данным различных источников определение K_n методами ИННК осуществляется при $K_n = 10 \div 15 \%$ (если $C_g = 200 \div 250$ г/л NaCl) и $K_n = 15 \div 20 \%$ (если $C_g = 100 \div 150$ г/л NaCl). В неглинистых высокопористых коллекторах оценка K_n возможна при минерализации $C_g = 30 \div 70$ г/л NaCl.

Для Западной Сибири характерны как раз низкоминерализованные пластовые воды, что ограничивает применение ИННК с целью разделения нефти и воды. Однако ИННК весьма отчётливо позволяет определить газонасыщенные интервалы пластов-коллекторов. Многие залежи нефти в Западной Сибири, в том числе на Приобском месторождении, имеют газовые шапки, кроме того, нефть имеет высокий газовый фактор. В процессе эксплуатации пластовое давление залежи снижается, и растворённый газ выделяется в свободную фазу, образуя тем самым техногенные газовые залежи. Так как при эксплуатации нефтяного пласта прорыв в скважину газа из вышерасположенных интервалов осложняет процесс добычи и крайне нежелательно, то применение ИННК весьма целесообразно при исследовании объектов с вероятностью наличия газонасыщенных прослоев.

Краткие технические характеристики прибора АИНК-43:

| | |
|-----------------------------------|-----------------|
| длина, мм | 3200 |
| диаметр, мм | 43 |
| максимальное раб давление, МПа | 100 |
| диапазон раб температур | + 5 ...+ 120 °С |
| масса скважинного прибора, кг | 15 |
| длина секции излучателя нейтронов | 1800 мм |
| длина секции блока регистрации | 1725 мм |

Углеродно-кислородный каротаж

Как известно, при облучении горных пород быстрыми нейтронами последние испытывают различные взаимодействия с ядрами вещества, передавая им часть своей энергии. В процессе замедления до энергии теплового движения атомов ($E \approx 1 \cdot 10^{-2}$ эВ), происходят упругие и неупругие рассеяния нейтронов на ядрах атомов, кроме того, тепловые нейтроны участвуют в процессах термализации, процессах диффузии и, наконец, поглощаются ядрами.

В результате первых соударений (1–2 акта) наиболее вероятным взаимодействием является неупругое рассеяние, при этом нейтроны замедляются до энергии ~ 1 МэВ, передавая большую часть энергии на возбуждение ядра-мишени. Вероятность неупругого рассеяния тем выше, чем выше энергия нейтронов. Возврат ядра-мишени из возбуждённого состояния происходит за 10^{-14} с и сопровождается вторичным гамма-излучением, которое называется гамма-излучением неупругого рассеяния (ГИНР). Спектр ГИНР является индивидуальной характеристикой ядра.

Дальнейшее замедление нейтронов происходит в процессе упругого рассеяния, при котором кинетическая энергия нейтрона до соударения переходит в кинетическую энергию нейтрона и ядра-отдачи после соударения, эти процессы продолжаются до достижения нейтроном тепловой энергии. Наибольшим сечением упругого рассеяния обладает водород, его присутствие в окружающей среде играет основную роль в процессе замедления. Упругое рассеяние не сопровождается гамма-излучением.

Замедлившись до тепловой энергии, нейтроны захватываются ядрами элементов горных пород. Последствием радиационного захвата теплового нейтрона почти всегда является немедленное (10^{-23} с) излучение гамма-квантов (ГИРЗ).

Спектр ГИРЗ также является индивидуальной характеристикой ядра. Реже захват тепловых нейтронов приводит к активации ядра – оно становится радиоактивным с некоторым периодом полураспада.

Энергия связи большинства порообразующих элементов составляет 7–8 МэВ, следовательно, при радиационном захвате тепловых нейтронов возникает жесткое гамма-излучение. При поглощении одного теплового нейтрона испускаются 3–4 гамма-кванта.

Процесс замедления быстрых нейтронов в результате упругих и неупругих взаимодействий длится порядка нескольких первых микросекунд, таким образом, через несколько микросекунд после облучения вещества быстрыми нейтронами (вспышка) возникает излучение радиационного захвата. Время жизни тепловых нейтронов в типичных разрезах нефтегазовых скважин колеблется от 100 до 500 мкс, следовательно, во время вспышки тепловые нейтроны от предыдущих вспышек, а также те нейтроны, энергия которых приблизилась к энергии теплового движения во время вспышки, продолжают генерировать гамма-излучение захвата. При регистрации спектров ГИНР гамма-излучение радиационного захвата является фоновым. Фонovou составляющую спектров измеряют при выключенном генераторе нейтронов («фоновая пауза»). Таким образом, для получения «чистых» спектров ГИНР необходимо регистрировать спектр ГИРЗ и вычитать его из измеренных спектров ГИНР.

Ввиду сложности спектров ГИНР и ГИРЗ ограничимся рассмотрением тех элементов горных пород и насыщающих их флюидов, присутствие которых имеет основное значение для решения поставленной задачи, в первую очередь, элементы С, О – для определения присутствия углеводородов, и Са, Si – как основные элементы, характеризующие состав горных пород (известняк, песчаник). Для основных порообразующих элементов ниже приведены энергии порога неупругого рассеяния $E_{пор}$, а также наиболее характерные энергетические линии ГИНР и ГИРЗ.

| Элемент | Среднее содержание в горных породах, % | $E_{пор}$, МэВ | Энергия ГИНР, МэВ | Энергия ГИРЗ, МэВ |
|------------------|--|-----------------|-------------------|--------------------|
| ^{12}C | 0,02298 | 4,80 | 4,43 | 4,95; 3,68 1,26 |
| ^{16}O | 46,89 | 6,44 | 6,13 7,12 | 2,18; 1,09 3,27 |
| ^{40}Ca | 2,87 | 4,55 | 3,73 3,90 | 1,94; 6,42 4,42 |
| ^{28}Si | 28,54 | 1,90 | 1,78 2,84 | 3,54; 4,93 1,27 |
| ^{56}Fe | 4,26 | 0,86 | 1,24 2,61 | 7,63; 7,65 5,90 |
| ^1H | 0,99985 | – | – | 2,23 |

Данные, приведённые в таблице, позволяют сделать следующие выводы:

- характерные энергетические линии ГИНР и ГИРЗ основных породообразующих элементов лежат в пределах 1–8 МэВ – это позволяет ограничить диапазон регистрируемых энергий шкалой до 10 МэВ;
- пороговая энергия ГИНР для углерода и кислорода составляет 4,8 и 6,44 МэВ, следовательно, для возбуждения реакции неупругого рассеяния необходимо применение излучателя нейтронов с энергией более 6,44 МэВ.

Основой выбора методики углеродно-кислородного каротажа служит различие содержания углерода и кислорода в нефти и воде. Содержание «С» в различных нефтях колеблется от 82 до 87 %, «О» от 0,02 до 1,65 %. Содержание «О» в воде по массе составляет 85,82 %, при определении нейтронно-активационным анализом проб пластовых вод присутствия углерода обнаружено не было.

Таким образом, основа метода углеродно-кислородного каротажа состоит в том, что энергия ГИНР и ГИРЗ характерна для каждого элемента, содержащегося в скважине. В результате неупругих рассеяний на ядрах углерода (С) образуется ГИНР с энергией 4,8 МэВ, на ядрах кислорода – 6,44 МэВ. Вместе с тем, количество гамма-квантов, зарегистрированных детектором в определённых энергетических областях, пропорционально концентрации элементов, испускающих данные гамма-кванты. Следовательно, измерение скоростей счёта в различных, характерных для каждого элемента энергетических областях, даёт возможность определения относительного содержания элементов в горных породах.

Измерительный зонд содержит излучатель быстрых (14 МэВ) нейтронов и 1–2 детектора гамма-излучения. Длина зонда 0,4–0,6 м, точка записи – середина зонда. Калибровки проводят на трёх стандартных образцах, воспроизводящих значения насыщенности пласта. Одним из стандартных образцов является ёмкость с пресной водой не менее 1,5 м в диаметре и 2 м по высоте (для исключения влияния среды за стенами ёмкости). Рекомендуемая скорость каротажа – 40–50 м/ч.

В прибор С/О-каротажа (АИМС-ОАО НПЦ «Тверьгеофизика») генератор нейтронов производит короткий (длительностью 5–8 мкс) выброс нейтронов каждые 50 мкс. Гамма-лучи, возникающие в породе в результате неупругого рассеивания и захвата нейтронов, регистрируются (с измерением их энергии) системой кристаллический детектор – многоканальный анализатор. Система ведёт запись времени прихода гамма-квантов (256 временных каналов) и спектральной энергии гамма-квантов неупругого рассеивания (256 каналов) и захвата (ещё 256 каналов).

Отношение С/О зависит от пористости, литологии, характера насыщения пластов, заполнения скважины, но практически не зависит от минерализации пластовых флюидов, что является достоинством метода. Для учёта влияния вещественного состава пород по спектрам ГИНР и ГИРЗ рассчитываются отношения кальция и кремния (Ca/Si). Интерпретационным параметром метода является разность отношений углерода-кислорода ($R_{C/O}$) и кальция-кремния ($R_{Ca/Si}$). Кажущееся объёмное содержание нефти в породе ($k_{н,к}$) определяется с помощью зависимостей вида:

$$k_{н,к} = a \cdot (R_{C/O} - b \cdot R_{Ca/Si}) + c, \quad (1)$$

где a, b, c – константы.

По спектрам неупругого рассеивания вычисляется содержание в породе Ca, Si, С и О (или отношение С/О), а по спектрам захвата – содержание Ca, Cl (отношение Ca/Si определяется также и по «неупругим» спектрам). Коэффициент пористости рассчитывают по соотношению спектров захвата и упругого рассеивания. Спектр данных времени прихода гамма-квантов используют для независимого расчёта $\sum a$ и пористости. Отношение С/О используют для расчёта нефтеводонасыщения за обсадной колонной.

При контроле за разработкой нефтегазовых месторождений применение данного метода позволяет решать следующие геолого-промысловые задачи: отслеживание продвижения водонефтяного (ВНК) и газожидкостного (ГЖК) контактов и закачиваемых вод в неперфорированных пластах, оценка степени заводнения перфорированных

пластов независимо от минерализации пластовых вод. При контроле испытаний в колонне – локализация притока и установление характера насыщения приточных прослоев в перфорированном пласте. Кроме этого, подтверждена перспективность изучения разрезов скважин старого фонда методом С/О с целью выявления и оценки пропущенных залежей. Также метод применяется для сопровождения процесса интенсификации нефтеотдачи коллекторов.

Методика проведения полевых работ

Работа со станцией на скважине включает следующие этапы:

- 1) монтаж вращающегося ролика на устье скважины;
- 2) установка передвижной каротажной станции (ПКС) параллельно ролику на расстоянии не менее 25 м от устья скважины;
- 3) заземление ПКС и установка «башмаков» под колёса;
- 4) подсоединение каротажного модуля к головке кабеля;
- 5) подключение ПКС к источнику переменного тока с напряжением 220–240 В либо (при отсутствии источника питания) к автономному генератору переменного тока с дизельным двигателем;
- 6) запуск регистрирующей аппаратуры (каротажная стойка, блок контроля каротажа) и компьютера;
- 7) регистрация.

После запуска регистрирующей аппаратуры и компьютера открываем программу «Регистратор», находящуюся в меню пуск во вкладке программы (либо на рабочем столе).

В появившемся окне выбрать подтверждение или отказ от работы с выбранным планшетом в зависимости от типа используемого прибора.

Далее после подтверждения / отказа автоматически осуществляется переход к панели выбора параметров работы конкретного прибора.

Выбор и загрузка планшета, необходимого для работы используемого прибора (нажатие кн. «Загрузка планшета»). В соответствующей директории выбирается планшет, название которого соответствует типу используемого прибора, и нажимается кнопка «Открыть».

Осуществляется загрузка драйвера (нажатие кнопки «Загрузка драйвера»), после чего включается питание прибора (нажатие кнопки «Включить питание прибора»). В появившемся окне, установив напряжение и силу тока для конкретного модуля, нажать кнопку «Включить питание» и «Сохранить параметры», затем закрыть окно питания.

Переход к режиму тестирования (нажатие кнопки «Тест прибора»). В появившемся окне возможно установить и проверить следующие параметры: глубину, скорость, набег, а также правильность работы каналов АЦП по информации, поступающей на них.

Переход непосредственно к регистрации и записи данных (нажатие кнопки «Начать регистрацию»). В появившемся окне производится выбор направления движения прибора, его скорости, задание глубины и др., а также отображаются кривые, записанные по данным скважинного прибора.

По окончании нужно выполнить команду «Регистрация» → «Конец записи». Каждая кривая будет сохранена в выбранной директории.

Обработка и интерпретация полученных данных

Комплекс методов состав / приток

Комплекс состав / приток решает следующие задачи:

- выделение работающих толщин пласта, в том числе интервалов притоков и поглощений;
- определение профиля притока в эксплуатационных скважинах и профиля приёмистости в нагнетательных, оценку интервальных расходов;
- определение состава притоков из отдающих интервалов;
- количественную оценку интервальных дебитов по фазам и компонентам продукции (газ, жидкость, нефть, вода);
- определение гидродинамических параметров пластов – пластовых давлений и температуры.

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж применяется для определения:

- ГВК, ВНК;
- характера насыщения пластов;
- коэффициента текущей нефтенасыщенности пластов;
- пористости пластов.

Углеродно-кислородный каротаж

Решаемые задачи:

- оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- определения интервалов обводнения продуктивных коллекторов независимо от минерализации пластовых вод;
- литологическое расчленение разреза;
- сопровождение процесса интенсификации нефтеотдачи коллекторов.

Метод плазменно-импульсного воздействия на пласт

Теоретические основы метода

Ток высокого напряжения – 3000–5000 В от батареи накопительных конденсаторов подаётся на электроды, которые замыкаются калиброванным проводником, что приводит к его взрыву и образованию плазмы в замкнутом пространстве.

Во время взрыва происходит освобождение энергии, переходящей в состояние сильно нагретого газа с очень высоким давлением, который, в свою очередь, с большой силой воздействует на окружающую среду, вызывая её движение.

При электрическом разряде в жидкости через калиброванный металлический проводник образуется плазменный канал. Сам проводник превращается в газ (пар), в котором происходит повышение давления, плотности и температуры среды, т.е. образуется взрывная волна.

Резкий скачкообразный переход вещества из исходного состояния в состояние с очень высоким давлением и температурой представляет собой ударную волну, которая распространяется со сверхзвуковой скоростью.

Передний фронт ударной волны, имеющий избыточное давление, передаёт состояние движения от одного слоя к другому. В результате область, охваченная воздействием, быстро расширяется.

При взрыве в жидкой среде максимальное давление достигается в момент сжатия среды в ударной волне.

При распространении взрывной волны в твердых упругих средах ударный фронт сравнительно быстро исчезает, и взрывная волна превращается в ряд последовательных колебаний, распространяющихся со скоростью упругих волн.

Источник колебаний по техническим параметрам полностью соответствует характеристикам, присущим нелинейным системам – энергоёмкий, выделяет значительное количество энергии с высокой температурой (25000–28000 °С) за короткий промежуток времени (50–53 мкс), формирует ударную волну с избыточным давлением, многократно превышающим пластовое.

За счёт технологических ограничений ударная волна распространяется направленно через перфорационные отверстия по профилю каналов.

Создаются вынужденные периодические колебания в окружающей среде (продуктивная залежь) со значительной амплитудой.

Плазменно-импульсное воздействие инициируется в естественных (реальных) геологических условиях без добавок химических реагентов при любой обводнённости скважины, и способствует возникновению параметрического резонанса в целом в системе, при этом возмущенная среда не оказывает на источник колебаний никакого обратного воздействия.

Таким образом, генератор ПИВ является идеальным широкополосным (1–12000 Гц) нелинейным возбудителем.

Вызываемые в продуктивном пласте резонансные колебания позволяют очистить существующие и сформировать новые фильтрационные каналы на удалении более 1500 м от очага воздействия.

Кроме масштабного воздействия создание плазмы позволяет решать и локальные задачи по очистке призабойной зоны скважин. Мгновенное расширение плазмы создает ударную волну и последующее охлаждение, а сжатие плазмы вызывает обратный приток в скважину через перфорационные отверстия, что на начальном этапе обработки скважины способствует выносу кольтматирующих веществ в ствол скважины.

Основные преимущества плазменно-импульсного воздействия на пласт над другими методами увеличения нефтеотдачи

Наиболее распространённые методы воздействия на продуктивные пласты с целью интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и месторождений и повышения извлекаемых запасов углеводородов приведены ниже.

| Метод | Реагент или способ воздействия |
|--------------------|--|
| Закачка реагентов | Вода, газ, лёгкие фракции нефти |
| Тепловые | Горячая вода, пар, внутрипластовое горение, горючеокислительные смеси |
| Физико-химические | ПАВ, соляная кислота, щелочные растворы и другие химические реагенты |
| Волновые | Электромагнитные, вибрационные, сейсмоакустические, импульсные |
| Механические | Гидроразрыв пласта, разбуривание горизонтальными и горизонтально разветвлёнными скважинами |
| Микробиологические | Активация пластовой микрофлоры |

Перечисленные методы воздействия на пласты дают определённый положительный эффект, хотя их эффективность в различных геолого-технических условиях различна и каждому из них присущи определённые ограничения и недостатки. Так, закачка больших объёмов воды приводит к выпадению неорганических солей, парафинов в самих пластах и прискважинной зоне. Применение кислотной обработки, использование поверхностно-активных веществ (ПАВ), особенно органических добавок или углеводородов или их продуктов, экологически небезопасно и приводит к разрушению нефтепромыслового оборудования. Применение тепловых методов и особенно внутрипластового горения сопровождается усиленным разрушением продуктивных коллекторов и выносом песка, ростом агрессивности добываемой продукции за счёт продуктов горения, образованием в пласте стойких водонефтяных эмульсий и т.п. Технология ГРП требует значительных затрат времени и средств, сложного компрессорного оборудования и при воздействии в зонах вблизи водонефтяного контакта (ВНК), в частично промытых зонах нередко в результате гидроразрыва пласта вместо нефти получают воду.

Особенностью предлагаемой технологии скважинного упругого воздействия является воздействие не только на призабойную зону, но и на пласт в целом, благодаря глубокому проникновению сейсмоакустической волны в пласт.

При этом в пласте происходят следующие процессы:

- разогрев прискважинной зоны;
- ускорение (до 1000 раз) гравитационной агрегации нефти и газа;
- увеличение относительных фазовых проницаемостей для нефти в большей степени, чем для воды;
- увеличение (в десятки раз) скорости и полноты капиллярного вытеснения нефти водой;
- возникновение сейсмоакустической эмиссии в породах коллектора, сопровождающейся образованием микротрещин;
- изменение напряжённого состояния горных пород коллектора и связанное с этим изменение структуры порового пространства.

Обработка скважин методом плазменно-импульсного электрогидравлического занимает всего 8–10 часов. Данная технология позволяет не только повысить в несколько раз или восстановить дебит добычных эксплуатационных скважин, но и за счёт снижения поверхностного натяжения на границе фаз «нефть – вода» снизить водосодержание в продукции скважины, увеличить нефтеотдачу пласта.

Методика проведения работ

Обработка эксплуатационных скважин производится аппаратурой «Приток-1», спускаемой в скважину на стандартном трёхжильном кабеле с помощью геофизиче-

ской лебедки каротажного подъёмника. По геофизическому кабелю осуществляется питание скважинной аппаратуры электрическим током, заряжающего накопительные конденсаторы, управление работой глубинного блока (заряд-разряд) и контроль режима работы аппаратуры и параметров импульсного воздействия. Время обработки и количество импульсов воздействия на пласт определяется мощностью и параметрами продуктивного интервала.

Ожидаемые результаты

Главным источником энергии пласта является энергия потока движущегося скважинного флюида усиленная вибрационными колебаниями, ускоряющие процесс капиллярной пропитки и способствующим образованию пузырьков газа, увеличивающих подвижность флюида.

Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) способствует образованию микро-трещин и изменению пористости и проницаемости горных пород. Согласно уравнению притока для вертикальной скважины можно представить:

$$Q_n = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{пр} \cdot H_{эф}}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_n}{z_{скв}}\right)} \cdot (P_{пл} - P_{заб}), \quad (2)$$

где $k_{пр}$ – коэффициент проницаемости пласта; μ – вязкость нефти; R_n – радиус питания скважины, равный половине расстояния между скважинами; $z_{скв}$ – радиус скважины; $H_{эф}$ – толщина нефтенасыщенного пласта; $P_{пл}$ и $P_{заб}$ – пластовое и забойное давления соответственно.

Из формулы (2) видно, что плазменно-импульсная технология (ПИТ), воздействуя на призабойную зону пласта, очищает её от кольматантов, улучшает связь скважины с пластом.

Воздействие несколько повышает пористость и проницаемость коллектора за счёт этого увеличивается эффективная мощность пласта $H_{эф}$, а резонансное возбуждение пласта, проникающее на глубину 200–1500 м, способствует продвижению пластового флюида к скважине за счёт увеличивающейся проницаемости пласта $k_{пр}$ и уменьшения вязкости флюида μ , его подвижности.

Это дало возможность рекомендовать ПИТ для решения задач ускоренного освоения и ввода вновь пробуренных скважин в эксплуатацию, повышения дебита эксплуатационных, добычных и увеличению приёмистости нагнетательных скважин, а также при разработке месторождений тяжёлых и высоковязких нефтей, месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

Обработка скважин нефтяных месторождений проводилась аппаратурой «Приток-1» в различных районах России (Западная и Восточная Сибирь, Урало-Поволжье) и за рубежом (Казахстан, КНР), представленных терригенными и карбонатными коллекторами.

Опыт применения аппаратуры «Приток-1М» показывает, что даже в скважинах месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов с коллекторами с пористостью 7–8 % и проницаемостью 0,02–0,1 мкм² можно получить многомесячный эффект повышения дебита скважин и снижения содержания воды в добываемом флюиде.

Методика оценки эффективности обработки скважин

Методика оценки эффективности обработки скважин заключается в оценке параметров режима работы скважины до и после воздействия.

Для этого необходимо в работающей скважине перед проведением обработки уровнем замерить динамический уровень жидкости и по пробам, отобранных на поверхности, определить процентное соотношение «нефть – вода», необходимо знать также дебит скважины и пластовое давление.

Истинное значение динамического уровня рассчитывается с учётом данных инклинометрии.

Если по данным инклинометрии известен отход скважины от вертикали, то истинный динамический уровень:

$$H_{дин(ист)} = \sqrt{H_{дин(ств)}^2 - C^2}, \quad (3)$$

где C – отход скважины от вертикали в точке замера динамического уровня.

Давление на забое $P_{заб}$ определяется:

$$P_{заб} = \rho \cdot g \cdot h, \quad (4)$$

где ρ – средняя плотность жидкости по стволу скважины, г/см³; g – ускорение силы тяжести, м/с²; h – высота столба жидкости, м.

$$h = H_{заб(ист)} - H_{дин(ист)}. \quad (5)$$

Разность между пластовым давлением $P_{пл}$ и давлением на забое при работе глубинного насоса даёт величину депрессии на пласт:

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}. \quad (6)$$

Имея эти данные и дебит скважины можно определить коэффициент продуктивности скважины:

$$K_{прод} = \frac{Q}{\Delta P}. \quad (7)$$

Если не представляется возможным замерить пластовое давление, $P_{пл}$ можно определить по карте изобарическим методом интерполяции или рассчитать из приведенного к вертикали значения статического уровня $H_{см}$ и приняв среднюю по стволу плотность жидкости.

Эффективность обработки нагнетательной скважины оцениваются как отношение приёмистости к разности давления на устье:

$$K_{нагн} = \frac{\Delta Q}{\Delta P}. \quad (8)$$

Таким образом, экологически чистая технология скважинного упругого резонансного воздействия на продуктивные пласты обеспечивает в различных геолого-технических условиях:

- повышение дебита эксплуатационных нефтегазовых и приёмистости нагнетательных скважин в 2–8 раз;
- улучшение соотношения «нефть – вода» добываемого флюида;
- увеличение извлекаемых запасов нефти и газа на 10–15 %;
- минимальные затраты материальных средств;
- эффективна также при обработке скважин при обводнённости продукции более 75 %.

Анализ возможного применения электрического каротажа через обсадную колонну перед проведением работ по повышению нефтеотдачи

Большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки и оценка текущей нефтенасыщенности является важнейшей задачей с позиций выявления пропущенных залежей, оценки текущего состояния выработки коллекторов, положений контуров нефтеносности и уточнения положений не вырабатываемых участков залежи.

В настоящее время для получения информации о характере текущего насыщения коллекторов при исследовании через колонну применяются следующие технологии:

1. При проведении исследований в неперфорированных пластах:

- проведение временных измерений электромагнитными методами (ИК, ВИ-КИЗ, ДК) в скважинах со спущенными стеклопластиковыми хвостовиками (в Западной Сибири данная технология не получила широкого распространения);

- проведение временных измерений импульсными нейтронными методами (из-за низкой минерализации пластовых вод в Западно-Сибирском регионе данная технология недостаточно информативна для мониторинга нефтяных залежей);
 - проведение С/О-каротажа (технология широко применяется на месторождениях Западной Сибири, но имеет ограничения в низкопористых коллекторах и интервалах перфорации);
 - проведение электрокаротажа приборами ЭКОС (ООО НППГТ «Геофизика»), CHFR (Schlumberger), TCRT (Baker Hughes);
 - проведение волнового акустического каротажа.
2. При проведении исследований в перфорированных пластах:
- проведение измерений радиоактивного гамма-каротажа с закачкой в пласт короткоживущего радионуклида натрия-24;
 - проведение измерений ИННК с закачкой в пласт солевых нейтронопоглощающих растворов;
 - проведение электрокаротажа.

Российскими учёными разработан и запатентован аппаратно-программный комплекс нанозлектрических исследований обсаженных металлической колонной скважин – метод НЭК, который позволяет измерять электрическое сопротивление горных пород через металлическую обсадную колонну труб. В процессе проведения исследования прибор НЭК создаёт в обсадной колонне ток, распространяющийся вниз и вверх по колонне, возвращаясь к поверхностному электроду. Основная составляющая тока протекает по колонне, в то время как небольшая часть отходит в породу – именно эту компоненту измеряет прибор. Типичное сопротивление пород примерно в миллиард (10^9) раз больше, чем сопротивление обсадной колонны, измеряемая разность потенциалов находится в диапазоне нановольт (10^{-9}). Радиус исследования методом НЭК составляет порядка 2 м.

Теоретические основы метода нанозлектрического каротажа

В способе электрического каротажа обсаженных скважин, включающем измерение потенциала электрического поля и его второй разности при помощи многоэлектродного зонда второй разности, выполненного в виде измерительных и токовых электродов, используют зонд второй разности, конструктивно выполненный в виде трёх эквидистантных измерительных электродов и двух токовых (верхнего и нижнего) электродов, которые расположены за пределами измерительных электродов симметрично относительно среднего измерительного электрода. В каждый из двух токовых электродов поочередно подают электрический ток от одного и того же полюса источника, и при каждой из подач тока измеряют потенциал электрического поля колонны в точке контакта среднего измерительного электрода, первую разность потенциалов на участке колонны между контактами двух крайних измерительных электродов и вторую разность потенциалов на том же участке колонны между контактами всех трёх измерительных электродов, а в качестве параметра электрического каротажа обсаженных скважин используют удельное электрическое сопротивление окружающих колонну пластов горных пород.

Предлагаемый способ электрического каротажа обсаженных скважин, на результаты измерений которого неоднородности ствола обсаженной скважины практически не влияют, за счёт того, что электрическое поле вдоль колонны задают таким, чтобы кривая распределения потенциала вдоль этой колонны имела экстремум в области измерительных электродов. Достижение экстремума потенциала в месте нахождения измерительных электродов осуществляется при помощи двух источников A_1 и A_2 , расположенных с обеих сторон на одинаковом расстоянии от среднего электрода N (точка измерения), и подбора в них токов таких величин, чтобы разность потенциалов между двумя симметричными относительно N электродами M_1 и M_2 равнялась нулю. Достижение экстремума в точке измерения $z = z_N$ означает исключение осевой составляющей тока $I_z(z_N)$, которая в обсаженной скважине, при возбуждении исследуемой среды одним однополюсным источником, многократно больше (в миллионы раз) радиальной составляющей $r(z_N)$.

Внедрение предлагаемого способа в практику геофизических исследований скважины даст значительный экономический эффект, так как позволит контролировать в эксплуатируемых нефтяных скважинах уровень водонефтяного контакта там, где это невозможно по той или иной причине методами радиоактивного каротажа, например при низкой пористости пластов-коллекторов или если вода, подпирающая нефтяной пласт, опреснена.

Основные преимущества

Ранее основным геофизическим методом определения насыщенности был электрический каротаж, различающий нефтеносные и водоносные пласты по их электрическому сопротивлению. Однако этот метод нельзя применить для измерений в большинстве скважин на действующих месторождениях, поскольку эксплуатация месторождений включает в себя обсадку стенок скважин высокопроводящими стальными трубами, обеспечивающими долговременное использование скважин. Выявление и оценка характера насыщения пород за металлической обсадной колонной выполнялись только с применением ядерно-физических методов каротажа (например, углеродно-кислородный каротаж). Общими недостатками этих методов являются:

- малая зона исследований пластов – 15–30 см от стенки скважины;
- невозможность исследования перфорированных интервалов;
- сложность интерпретации – необходимость множественных поправок, учёта пористости пород, глинистости, карбонатности, качества цемента и т.д.

Возможные области применения технологии измерения удельного электрического сопротивления пород через обсадную колонну:

1. Проведение исследований в новых скважинах:

- в случаях наличия осложнений в процессе строительства скважин, когда полноценно каротаж в открытом стволе скважины выполнить не удалось;
- при бурении горизонтальных скважин часто возникают осложнения и для снижения аварийной опасности возможно определение текущей насыщенности после спуска обсадной колонны;
- в случаях выполнения бурения в сложных геолого-промысловых условиях, с целью исключения рисков потери ствола скважины, каротаж в открытом стволе скважины не проводился.

2. Проведение исследований в старом фонде скважин:

- обнаружение и оценка неизвлечённых углеводородов;
- интервалы пластов на момент бурения скважины не представляли интереса для недропользователя;
- при мониторинге изменений насыщенности;
- оценка изменения контактов (ГНК, ГВК, ВНК);
- оценка восстановившихся залежей углеводородов.

По имеющемуся производственному опыту и литературным данным ниже приведены области применения ЭКОС в сравнении с другими методами изучения нефтенасыщенности в обсаженных скважинах, а также представлены сравнительные характеристики методов, позволяющих решать поставленные задачи.

Применение метода НЭК позволяет надёжно определять текущее нефтенасыщение в процессе эксплуатации, что особенно важно для мониторинга добычи нефти и газа на длительно разрабатываемых месторождениях и выявления невыработанных участков пластов. Включение в разработку этих невыработанных запасов повышает полноту извлечения нефти из недр, конечную нефтеотдачу пластов и дает дополнительную добычу.

Практическая ценность созданной новой технологии заключается в том, что для увеличения добычи нефти и газа на старых нефтегазоносных месторождениях можно не проводить дополнительные дорогостоящие поисково-разведочные работы. Достаточно провести исследования новой технологией и, в лучшем случае, подремонтировать или оживить давно пробуренную законсервированную скважину.

| | Наличие пористый коллектор | Средняя пористость и низкая минерализация | Средняя пористость и минерализация | Высокая пористость и высокие минерализация | Наличие перфораций | Перфорированные зоны в коллекторах | Объемы воды на колонии | Отсутствие цементного камня на колонии | Необходимость предварительной очистки и устранения стенок колонии | Глубина исследования |
|------------|----------------------------|---|------------------------------------|--|--------------------|------------------------------------|------------------------|--|---|----------------------|
| НЭК | красный | красный | красный | красный | красный | красный | красный | красный | красный | около 1.4 м |
| СНФР | красный | красный | красный | красный | красный | зеленый | красный | зеленый | красный | 2 – 11 м |
| СО-каротаж | зеленый | красный | красный | красный | зеленый | красный | зеленый | красный | красный | около 0.15 м |

| | |
|--|----------------------------------|
| | рекомендуется к использованию |
| | не рекомендуется к использованию |

| | НЭК-1 | ИНК-С (с/о) | ИНК _Т |
|--|------------------------------|--|---|
| Регистрируется | Разность потенциалов | Спектр ГИНР, ГИРЗ | Интенсивность счета и время жизни тепловых нейтронов |
| Расчитывается | Удельное сопротивление пород | Отношение $c_{\text{до}}$, $c_{\text{п/л}}$ | Водородное содержание, хлороформное содержание |
| Радиус исследования, м. | 2 | 0.20 – 0.30 | 0.30 – 0.40 |
| Использование опорных пластов | Нет | Да | Да |
| Необходимая минерализация пластовых вод | от 10 г/л (средняя) | до 30 г/л (пресная или слабая) | 30 – 70 г/л (пористость > 20 %) 100 – 150 г/л (пористость 15 – 20 %) 200 – 250 г/л (пористость 10 – 15 %) |
| Скважинная жидкость | Несущественно | Пресная вода | ? |
| Наличие зоны проинфильтрации | Несущественно | Необходимо отсутствие | Необходимо отсутствие |
| Перфорированные интервалы | Несущественно | Необходимо отсутствие | Необходимо отсутствие |
| Длина, м | 5.2 | 3.6 | |
| Диаметр, мм | 89 | 90 | |
| Температура, °С | 125 | 120 | |
| Давление, атм | 1200 | 1000 | |
| Время на обработку и принятие решения, часов | 3 – 4 | 12 – 18 | |

Методика проведения работ

1. На устье рабочей скважины – установка электрода $N_{\text{уд}}$.
2. На устье соседней скважины – установка токового электрода B , либо металлических штырей в землю.
3. Прибор спускается на необходимую глубину.

4. Электроды прижимаются механически к колонне.
5. Проводится измерение на точке:
 - подача тока через электрод A_1 – накопление статистики в измерении разности потенциалов $M_1 - N$, $M_2 - N$;
 - подача тока через электрод A_2 – аналогичное накопление статистики;
 - измерение разности потенциалов $N - N_{уд}$;
 - расчёт удельного сопротивления пород;
 - запись значения в las-формате;
 - прибор поднимается на следующую точку выше.

Результаты применения НЭК

В скважине ХХ26 после обводнения основного продуктивного пласта с целью перевода на другой объект были проведены исследования методами С/О-каротажа и НЭК-1. По заключению С/О-каротажа верхний интервал пласта имеет двухфазную насыщенность (нефть + вода и вода + нефть). По НЭК-1 в кровельной части пласта зарегистрированы высокие значения УЭС, намного превышающие критические значения для данной залежи. Как следствие, по измерениям НЭК-1 кровельная часть содержит безводную нефть. По заключениям комплекса методов С/О – НЭК было принято решение провести перфорацию в интервале 2438,4–2441,0 м и выполнить промысловые исследования. По данным ПГИ, проведённым после перфорации, получен безводный приток нефти, что подтвердило достоверность информации НЭК.

Проведено сравнение профилей удельного сопротивления полученных в открытом стволе и прибором НЭК-1 через четыре месяца после обсадки скважины 178 мм стальной колонной.

Литература:

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
3. 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.
4. Дворкин В.И., Орлинский Б.М. Обработка результатов ГИС, анализ выработки запасов нефти и разработка рекомендаций по совершенствованию разработки Мамонтовского и Приобского месторождений. – Уфа : ОАО НПФ «Геофизика», 2003.
5. Конторович А.Э., Сурков В.С. Геология и полезные ископаемые России. Западная Сибирь: в 6 томах / гл. ред. В.П. Орлов. – СПб. : Издательство ВСЕГЕИ, 2000. – Т. 2. – 477 с.
6. Леонтьев Е.И. [и др.]. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. – М. : Недра, 1974. – 239 с.
7. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
10. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
11. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
12. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дисс. ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
13. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
14. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
15. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.

16. Техничко-экономическое обоснование применения методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ПО «Юганскнефтегаз»: Договор Н.91.91.56.44.00 / рук. Гусев С.В. – Тюмень : СибНИИ НП, 2001.
17. Скважинная плазменно-импульсная технология повышения нефтеотдачи пластов месторождений. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bd68a5d53b88521306c36_0.html
18. Берсенева С.А., Вахитова Г.Р., Полюдова Н.Ю. Прогноз распределения плотности горных пород по данным нейтронного каротажа // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 36–38.
19. Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н. Новые возможности геофизики при оценке извлекаемых запасов на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство, 2004. – Вып. 11. – С. 53–56.
20. Климов В.В., Савенок О.В. Новые технологии ГИС // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 2/2014. – С. 44–49.
21. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – № 3. – С. 33–37.
22. Климов В.В., Савенок О.В. Снижение износа обсадных колонн при строительстве глубоких и наклонно-горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 11. – С. 44–47.
23. Нежданов А.А. Основные закономерности строения сейсмостратиграфических комплексов неокана Западной Сибири // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1988. – С. 62–70.
24. Панцарников Д.С. [и др.]. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 1/2016. – С. 42–45.
25. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шьяка Хаким Контроль качества геофизических исследований скважин // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 38–59.
26. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 173–180.
27. Пунанова С.А. Микроэлементные критерии при оценке перспектив нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 181–185.
28. Савенок О.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 114–119.
29. Сахаутдинов И.Р. Синтезирование акустического каротажа с учетом изменения плотности разреза // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 141–146.
30. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Анализ эффективности методов радиометрии при выявлении и оценке характера насыщения коллекторов (на примере месторождений Западно-Сибирской равнины) // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 154–163.

31. Хайруллин А.Р., Вахитова Г.Р. Восстановление петроупругих свойств горных пород по данным каротажных исследований скважин // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 151–155.

32. Хаматдинов Р.Т., Велижанин В.А., Череменинский В.Г. С/О-каротаж – перспективная основа современного геофизического мониторинга нефтяных месторождений // НТВ «Каротажник». – Тверь : Издательство АИС, 2004. – Вып. 125–126. – С. 4–23.

33. Швецова А.В., Седики Д.Б. Исследование и сравнительная характеристика Прикаспийской нефтегазоносной провинции и отложений Тюменской свиты в Западной Сибири // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 192–193.

References:

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of the oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Development of naphtha and gasvikh Sverdlov. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
4. Dvorkin V.I., Orlinskiy B.M. Processing of the results of GIS, analysis of oil reserves development and development of recommendations for improvement of development of Mamontovskoye and Priobskoye fields. – Ufa : OAO NPF «Geophysics», 2003.
5. Kontorovich A.E., Surkov V.S. Geology and Mineral Resources of Russia. Western Siberia: in 6 volumes / Edited by V.P. Orlov. – St. Petersburg. VSEGEI Publishing House, 2000. – Vol. 2 – 477 p.
6. Leontief E.I. [et al.]. Investigation of oil and gas reservoirs in Western Siberia by geophysical methods. – M. : Nedra, 1974. – 239 p.
7. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of the geophysical researches at construction and operation of wells at the oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields : textbook. – Novocherkassk : South Russian State Pedagogical University (NPI), 2015. – 322 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geophysical researches and works in wells: educational event. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
10. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.
11. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning to increase the efficiency of the oilfield systems with complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.
12. Savenok O.V. Efficiency increase of the basic and information-management technologies in the development of the hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves : diss. ... Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.
13. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic research : textbook. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO «KubGTU», 2017. – 203 p.
14. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
15. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.
16. Feasibility study of application of enhanced oil recovery methods at Yuganskneftegaz fields : Contract H.91.91.56.44.00/hand. Gusev S.V. – Tyumen : SibNIINP, 2001.
17. Wellbore plasma-pulse technology of oil recovery enhancement in fields. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bd68a5d53b88521306c36_0.html
18. Berseneva S.A., Vakhitova G.R., Polyudova N.Yu. Forecast of rock density distribution according to neutron logging data // Bulatov Readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes: collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 36–38.

19. Dobrynin, V.M., Gorodnov, A.V., Chernoglazov, V.N. New possibilities of the geophysicist in the estimation of the recoverable reserves at the late stage of the fields development // Oil industry, 2004. – Issue. 11. – P. 53–56.
20. Klimov V.V., Savenok O.V. New GIS technologies // Oil. Gas. Innovations. – 2014. – № 2/2014. – P. 44–49.
21. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Increasing the reliability of the geophysical methods in the directional and horizontal wells // Scientific and Technical Journal «Engineer-oilman». – M. : Publishing house of «I D S Drilling» LLC, 2017. – № 3. – P. 33–37.
22. Klimov V.V., Savenok O.V. Reduction of casing wear during construction of the deep and inclined-horizontal wells // Oilfield business. – 2017. – № 11. – P. 44–47.
23. Nezhdanov A.A. Basic regularities of the structure of the seismostratigraphic complexes of the West Siberian neocomus // Geophysical methods for substantiation of the objects of oil prospecting in the central regions of West Siberia. – Tyumen : ZapSibNIGNI, 1988. – P. 62–70.
24. Pantsarnikov D.S. [et al.]. Technique and Technology of the Geophysical Methods of the Horizontal Well Research at Fedorovskoye Oil and Gas Fields // Oil. Gas. Novations. – 2016. – № 1/2016. – P. 42–45.
25. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Shyaka Hakim Quality control of the geophysical well investigations // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – № 4. – P. 38–59.
26. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Carrying out a complex of geophysical works in wells of the Yamburgskoye gas condensate field // Bulatovskie readings: materials of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and Gas Field Geology. Exploration and field geophysics. – P. 173–180.
27. Punanova S.A. Microelemental criteria for assessing the prospects of oil and gas bearing deposits of Western Siberia // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and production geophysics. – P. 181–185.
28. Savenok O.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Laws and changes of oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, prof. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and production geophysics. – P. 114–119.
29. Sakhautdinov I.R. Synthesis of acoustic logging taking into account the change in the density of the section // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 141–146.
30. Sopnev T.V., Beketov S.B. Analysis of the efficiency of radiometry methods in detecting and assessing the nature of reservoir saturation (on the example of fields of West Siberian plain) // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 154–163.
31. Khairullin A.R., Vakhitova G.R. Restoration of petroelastic properties of rocks according to the data of well logging studies // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 151–155.
32. Khamatdinov R.T., Velizhanin V.A., Cheremensky V.G. S/O-logging – a promising basis for modern geophysical monitoring of oil fields // NTV «Karotazhnik». – Tver : AIS Publishing House, 2004. – Issue. 125–126. – P. 4–23.
33. Shvetsova A.V., Sediki D.B. Research and comparative characteristics of the Pre-Caspian oil and gas province and the deposits of the Tyumen Formation in Western Siberia // Bu-Latovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – KrasnoDar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 192–193.

УДК 656.073

ВИДЫ ПЕРЕВОЗОК В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

TYPES OF TRANSPORTATION IN THE RUSSIAN FEDERATION

Баглай Ф.А.

Кубанский государственный
технологический университет

Мысливцева Е.Ю.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян София Леоновна

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены виды перевозок в России, их значимость, преимущества и недостатки. Одной из наиболее значимых частей экономики России является транспорт, в частности, продукт его производства – оказание перевозочных услуг. Транспорт обеспечивает национальную безопасность и обеспечивает жизнедеятельность государства. Каждый вид транспорта и перевозочной услуги имеет свои преимущества и недостатки, что связано с многообразием видов и характеристик грузов и пассажиров, путей сообщения и запросов субъектов транспортных услуг.

Ключевые слова: транспорт, автомобильный транспорт, железнодорожный транспорт, морской транспорт, речной транспорт, воздушный транспорт, грузовые перевозки, пассажирские перевозки, смешанные перевозки.

Baglay F.A.

Kuban state technological university

Myslivcova E.Yu.

Kuban state technological university

Nadiryan Sofia Levonovna

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article describes the types of transportation in Russia, their importance, advantages and disadvantages. One of the most important parts of the Russian economy is transport, in particular, the product of its production – the provision of transportation services. Transport provides national security and ensures the functioning of the state. Each type of transport and transportation services has its advantages and disadvantages, which is due to the variety of types and characteristics of goods and passengers, routes and requests of transport services.

Keywords: transport, road transport, railway transport, sea transport, river transport, air transport, freight transport, passenger transport, mixed transport.

Транспорт – одна из важнейших отраслей хозяйства, выполняющая функцию своеобразной кровеносной системы в сложном организме страны. Он не только обеспечивает потребности хозяйства и населения в перевозках, но вместе с городами образует «каркас» территории, является крупнейшей составной частью инфраструктуры, служит материально-технической базой формирования и развития территориального разделения труда, оказывает существенное влияние на динамичность и эффективность социально-экономического развития отдельных регионов и страны в целом [1].

В России с ее огромной территорией именно транспорт объединяет в единый комплекс буквально все отрасли экономики. Именно транспорт обеспечивает не только жизнедеятельность государства, но и его национальную безопасность и целостность. Транспорт в нашей стране способствует решению таких важных политических задач, как ликвидация экономического отставания окраинных районов, противоположности между городом и деревней, расширение связей народов нашей страны, укрепление их дружбы, обмен достижениями во всех отраслях народного хозяйства и областях культуры. Транспорт имеет огромное значение для экономического и культурного сотрудничества России с другими странами, укрепления и развития экономической системы хозяйствования, в решении социально-экономических проблем. Обеспеченность территории хорошо развитой транспортной системой является одним из факторов привлечения населения и производства, служит важным преимуществом для размещения производительных сил и дает интеграционный эффект [2]. Также транспорт создает условия для формирования местного и общегосударственного рынков.

Транспорт – важная составная часть экономики Российской Федерации. Значение транспорта определяется его ролью в территориальном разделении общественного труда: специализация районов, их комплексное развитие невозможны без системы транспорта. Транспортный фактор оказывает влияние на размещение производства. Не принимая его во внимание, нельзя достичь рационального размещения производительных сил.

Транспорт должен обладать рядом необходимых свойств и удовлетворять определенным требованиям в целях создания инновационных систем сбора и распределения грузов. Прежде всего, транспорт должен быть достаточно гибким, чтобы обеспечивать перевозочный процесс, подвергающийся еженедельной или даже ежедневной корректировке, гарантировать частую и круглосуточную доставку грузов в разбросанные и отдаленные пункты, надежно обслуживать клиентуру с целью избежания остановки работы предприятий или дефицита у заказчика. Одновременно транспорт должен обладать способностью перевозить небольшие партии грузов через короткие интервалы времени, в соответствии с меняющимися запросами пользователя и условиями мелкосерийного производства [3, 4].

Транспорт представляют как систему, состоящую из двух подсистем: транспорт общего пользования и транспорт необщего пользования.

Транспорт общего пользования – это отрасль народного хозяйства, которая удовлетворяет потребности всех отраслей народного хозяйства и населения в перевозках грузов и пассажиров. Транспорт общего пользования обслуживает сферу обращения и население. Его часто называют магистральным (магистраль – основная, главная линия в какой-нибудь системе, в данном случае – в системе путей сообщения).

Транспорт необщего пользования – это внутрипроизводственный транспорт, а также транспортные средства всех видов, принадлежащие нетранспортным предприятиям, является, как правило, составной частью каких-либо производственных систем.

К основным видам транспорта относятся:

- железнодорожный;
- морской;
- внутренний водный (речной);
- автомобильный;
- воздушный;
- трубопроводный.

Каждый из видов транспорта имеет конкретные особенности и множество классификаций. В данной статье мы подробно рассмотрим эти виды транспорта на примере грузовых, пассажирских и смешанных перевозках.

Грузоперевозки – это перемещение груза с использованием какого-либо транспорта из одного места в другое. Данные перевозки очень актуальны на сегодня. Каждый человек выбирает то, что будет ему удобно и комфортно. Поэтому, когда речь заходит о том, какие блага являются основными для каждого человека, стоит упомянуть такую услугу как грузовые перевозки. Груз для перевозки может быть разнообразным и по своим свойствам и назначению, по способу и видам транспортировки грузов [4, 5].

Рассмотрим преимущества и недостатки каждого вида транспорта.

Одна из самых протяженных в мире сетей железных дорог принадлежит России. Через нашу страну проходят кратчайшие транспортные маршруты между Европой и Азией. Железнодорожные перевозки могут быть выполнены в любых направлениях специализированным или универсальным подвижным составом. Неоспоримым преимуществом данного вида транспортных перевозок грузов является возможность доставки крупногабаритных, негабаритных, массовых и особорежимных грузов. Состав поезда может включать любое количество контейнеров, цистерн, вагонов. Этот вид грузоперевозок доступен в любое время года.

К минусам железнодорожных транспортных услуг относятся: требование знания огромной базы нормативной документации и некоторая ограниченность пунктов назначения, которая обусловлена наличием железнодорожных путей и станции в конкретном городе, поселке и т.п.

Среди прочих видов грузовых перевозок железнодорожные крайне популярны в горнодобывающем производстве и в тяжелой промышленности, поскольку практически весь остальной транспорт проигрывает ж/д по грузоподъемности, а зачастую и стоимости.

Перевозка автомобильным транспортом в ряде случаев является наиболее выгодной. Такой вариант организации доставки груза позволяет соединить два пункта «от отправителя – до получателя» без дополнительных погрузок/разгрузок, что уменьшает риск повреждения груза, увеличивает скорость перевозки, а также сокращает общую стоимость. Коммерческая и технологическая гибкость автотранспортных услуг даёт им преимущество над конкурирующими видами перевозки грузов.

В автоперевозках к «плюсам» следует отнести возможность перемещения вещей и предметов практически в любую точку страны, поскольку имеется некоторая гибкость при составлении маршрута. При этом погрузка может быть выполнена в любом месте, указанном отправителем. Ещё одним достоинством является возможность постоянного контроля груза, например, его может сопровождать представитель заказчика. Именно вид грузовых перевозок автотранспортом наиболее оптимально сочетает стоимость и сроки выполнения заказа [6].

Отрицательные стороны заключаются в ряде сложностей: ограничение по размерам груза, невозможность выполнения перевозки в условиях бездорожья, сезонная зависимость (осенью и весной состояние дорожного полотна в ряде регионов ограничивает географию автомобильных маршрутов).

Транспортные услуги в сфере морских и речных грузоперевозок – это наиболее экологически чистый вариант доставки грузов. Такой вид грузовых перевозок является приоритетным при обмене сырьём и товарами на международном уровне. Внутри страны развитию водной транспортировки грузов способствует природное богатство большими реками и каналами.

Важно отметить, что этот вид транспортных перевозок является наиболее сложным в организации. В этом случае необходимо четкое выполнение определенных требований, как от клиента, так и от транспортной компании. Этот вид транспортных услуг требует немалого количества энергетических и трудовых затрат. Кроме того, он является самым медленным из всех возможных вариантов доставки грузов. Но основной компенсацией такого рода сложностей является обширность географии перевозок и очень низкая их стоимость. Такие преимущества могли бы сделать водный вид перевозки грузов приоритетным среди отправителей, но, к сожалению, он возможен только для регионов с хорошо развитой морской и речной промышленностью, коих в стране немного.

У грузоотправителей часто возникают ситуации, когда необходимо выполнить доставку за предельно короткий срок на дальние расстояния. В этом случае незаменим авиатранспорт: самолеты, вертолеты. Данный вид грузоперевозки является самым дорогостоящим, но если сроки, как говорится, «поджимают», то лучше воспользоваться им. Минусом такого варианта транспортных услуг являются ограничения по типу и габаритам груза, которые строго прописаны в правилах авиационных перевозок.

Трубопроводы делят на нефтепроводы, продуктопроводы и газопроводы. Этот тип транспорта предоставляет низкую себестоимость при высокой пропускной способности и большой степени сохранности грузов. Недостатком трубопроводного транспорта является небольшое количество грузов, подлежащих транспортировке. Трубопроводный транспорт занимается перекачкой нефти и газа с месторождений, перемещением продуктов перегонки нефти.

Промышленность, сельское хозяйство, торговля, добыча минералов и ряд других отраслей народного хозяйства нуждаются в регулярных грузоперевозках. Масштабы работ могут быть различными: от небольших партий до огромных железнодорожных составов. Общий товароборот складывается из совокупности всей перевозимой продукции и влияет на экономику страны в целом.

Грузоперевозки по России в наше время являются не простой транспортировкой товара из точки А в точку Б. Доставка любого товара связана с решением комплекса задач, от документального оформления груза до выбора оптимального маршрута следования. Решением этих вопросов занимаются специализированные транспортно-логистические фирмы, сотрудники которых прошли профессиональную подготовку.

Стоимость перевозки грузов по России определяется рядом факторов:

- типом используемого транспорта;
- временем, затрачиваемым на погрузку-выгрузку товара;
- расценками на километраж;
- расстоянием от места погрузки до места выгрузки;
- состоянием дороги;
- весом и габаритами груза и др.

Тарифы часто определяются также спецификой товара. Скоропортящиеся продукты, например, требующие определенного температурного режима, часто доставляются с использованием рефрижераторных полуприцепов, что ведет к увеличению расходов и, следовательно, стоимости грузоперевозки. Стоимость транспортировки по России зависит также от наличия либо отсутствия дополнительных услуг, таких как сопровождение груза, его ответственное хранение и пр.

Сфера пассажирских перевозок по России, стране с огромной территорией и многомиллионным населением, занимает очень важное место. Поскольку качество услуг в данной области имеет не только экономическое значение, но и характеризует уровень жизни населения страны в целом. Пассажирский транспорт для общества имеет большое социально-экономическое значение тому, что он влияет на жизнеобеспечение государства.

Пассажирские перевозки по России осуществляются с помощью транспорта следующих видов: железнодорожный, авиационный, автомобильный, водный, городской электрический, специальный и автомобильный транспорт.

Выбирая вид транспорта, пассажиры по-разному оценивают преимущества и недостатки каждого вида транспорта, прежде всего оценивают его безопасность, надежность, регулярность, стоимость проезда, условия передвижения (удобство, комфорт), скорость и затраты времени на проезд до места назначения. Конкуренция на рынке транспортных услуг требует постоянного совершенствования транспортных средств и технологии и организации пассажирских перевозок, в том числе и развозка персонала для фирм.

Динамичность транспортного рынка в сочетании с конкуренцией значительно затрудняет деятельность всех составляющих транспортной системы нацеленную на полное и своевременное удовлетворение потребностей населения в перевозках. В то же время это побуждает к повышению качества транспортного обслуживания пассажиров, эффективности и качества работы транспортной системы. Задача в условиях рынка очень сложная. Ее решение требует поиск оптимальных решений не только транспортными организациями, но и другими отраслями экономики, которые обеспечивают транспорт материальными ресурсами и техникой [7].

В процессе совершенствования пассажирских перевозок возникают специфические для пассажирских сообщений следующие сложности:

Объективные: значительные трудности в длительном планировании и прогнозировании структуры, размеров и направлений перевозок пассажиров из-за неопределенности спроса;

Субъективные: сохраняется второстепенное отношение к пассажирским перевозкам (по сравнению с грузовыми), что приводит к уменьшенному выделению ресурсов, чем для грузовых перевозок, иногда трудности в перевозке грузов устраняются за счет пассажирских перевозок (уменьшение скоростей движения пассажирских поездов, приоритетное пропуск грузовых поездов и т.д.).

Перевозки по России с помощью каждого из этих видов транспорта имеют свои достоинства и недостатки.

Пассажирские перевозки по России с помощью железнодорожного транспорта занимают основное место в перевозках на большие расстояния. Кроме этого данный вид транспорта играет важную роль в пригородном сообщении. Популярность перевозок по России с помощью железнодорожного транспорта обусловлена его независимостью от погодных условий, относительно низкими ценами на услуги перевозок, а также доступностью – перевозки с помощью данного вида транспорта возможны в любую

точку страны, где имеются железные дороги. Но наряду с этим пассажирские перевозки по России имеют и ряд недостатков. А именно: не очень высокие скорости перевозок, большие капитальные вложения в строительство новых железных дорог.

Пассажирские перевозки по России с помощью водного транспорта подразделяются на перевозки с помощью речного и морского транспорта. Значение морского транспорта в сфере пассажирских перевозок велико для таких регионов России как: северная Сибирь и Дальний Восток. Пассажирские перевозки по России с помощью речного транспорта относятся к самым дешевым перевозкам, но данный вид транспорта имеет сезонность.

Перевозки пассажиров по России с помощью авиационного транспорта отличаются самой высокой скоростью транспортировки, комфортабельностью и доступностью. Но наряду с этим стоимость услуги перевозки с помощью воздушного транспорта очень высокая.

К пассажирским перевозкам по России с помощью городского электрического транспорта относятся перевозки в трамваях, троллейбусах. Этот вид транспорта характеризуется наибольшей экологической безопасностью и, как правило, пользуется популярностью у населения. Данный вид транспорта является экологически чистым и относительно недорогим.

К специальному транспорту относится транспорт для перевозки пассажиров в крупных зонах (многорельсовый транспорт, подвесные дороги и т.д.).

Пассажирские перевозки по России с помощью автомобильного транспорта пользуются большой популярностью при перевозке в пределах города, а также в пригородном сообщении на небольшие расстояния. Автомобильный транспорт является основным видом транспорта при обеспечении подвижности населения с трудовыми, бытовыми и культурными целями. На долю автомобильного транспорта приходится 60 % общего объема перевозок пассажиров.

Среди основных преимуществ автомобильного транспорта, позволяющих ему успешно конкурировать с другими видами транспорта, необходимо отметить следующие:

- широкая номенклатура, высокий уровень географической и технологической доступности автотранспортных услуг;
- большое разнообразие используемых автотранспортных средств, позволяющее обеспечить выполнение практически всех потребностей рынков транспортных услуг;
- возможность доставки пассажиров «от двери до двери» без дополнительных пересадок или перегрузок в пути следования;
- возможность обеспечения достаточно высоких скоростей доставки пассажиров;
- возможности оперативного изменения маршрутов и графиков движения;
- безальтернативное применение для транспортного обслуживания предприятий, не имеющих других подъездных путей, кроме автомобильных дорог;
- более гибкое ценообразование по сравнению с другими видами транспорта.

К основным недостаткам автомобильного транспорта по сравнению с другими видами транспорта относятся:

- более низкие возможности государственного регулирования и контроля в связи с большим количеством и территориальной рассредоточенностью субъектов автотранспортной деятельности и транспортных средств;
- относительно более низкая производительность единицы подвижного состава;
- высокая потребность в персонале (на автотранспорте занято 75 процентов от всех работающих на транспорте);
- более низкий уровень транспортной и экологической безопасности, более высокое удельное топливопотребление (на тонну перевезенного груза, на пассажира).

Транспорт удовлетворяет одну из важнейших потребностей человека – потребность в перемещении. Однако практически ни один вид транспорта не может самостоятельно обеспечить полный цикл перемещения по схеме «от двери до двери» или «от дома до дома». Такое перемещение возможно лишь при четком взаимодействии отдельных частей транспортного комплекса. Организация работы такого комплекса, как единая транспортная система России, является одновременно и сложной задачей,

и насущной для экономики страны потребностью, которая соответствует интеграционным тенденциям социально-экономического развития человечества, достижениям научно-технического прогресса и стратегическим интересам России.

Применение смешанных перевозок обусловлено следующими причинами:

- невозможность организации доставки груза из пункта отправления в пункт назначения одним видом транспорта;
- экономическая целесообразность перевалки груза в пути следования (например, для снижения общих логистических издержек поставки за счет укрупнения транспортных партий);
- дефицит пропускных или провозных способностей отдельных участков транспортировки.

При смешанных перевозках доставка груза осуществляется последовательно несколькими видами транспорта с передачей груза в пунктах перевалки с одного вида транспорта на другой.

Железнодорожно-водные перевозки и их эффективность

Смешанные железнодорожно-водные перевозки применяются в следующих случаях: при невозможности доставки грузов в порт назначения каким-то одним видом транспорта (например, при завозе грузов в районы Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока, не имеющих прямой связи с общей железнодорожной сетью); при экономической целесообразности перевалки грузов с одного вида транспорта на другой, когда суммарные затраты на перевозку в смешанном сообщении оказываются ниже, чем в прямом железнодорожном или водном; при высокой загрузке железнодорожных участков, из-за чего применение прямой железнодорожной перевозки оказывается невозможным.

Эффективность смешанных железнодорожно-водных перевозок во многом определяется затратами на перевалку, и снижение этих затрат имеет большое практическое значение. Снижение затрат на перевалку обеспечивается рациональной концентрацией грузопотоков смешанного сообщения в нескольких крупных воднотранспортных узлах [8].

Смешанные перевозки «река-море» и их эффективность

При смешанном «река-море» сообщении грузы, следующие из морского порта в речной или в обратном направлении, перевозят в специальных судах, приспособленных для плавания в морских и речных условиях. При этом перегрузка груза из морского судна в речное (или наоборот) полностью исключается. В результате сокращается время оборота транспортных средств и повышается их производительность.

Суда смешанного плавания имеют различные технические и эксплуатационные характеристики, которые зависят от назначения судна и района его плавания. В навигацию суда осуществляют бесперегрузочные перевозки между морскими и речными портами, а в межнавигационный период работают на морских линиях. Суда смешанного «река—море» плавания широко используются при перевозках грузов внешней торговли.

Железнодорожно-автомобильные перевозки и их эффективность

Этот вид прямых смешанных сообщений развит столь слабо, что данных об объеме перевозок в официальной транспортной статистике не приводится. Вместе с тем смешанные (не по единому перевозочному документу) железнодорожно-автомобильные перевозки носят массовый характер.

Факторами, повышающими эффективность смешанных железнодорожно-автомобильных перевозок, являются: применение централизованной системы завоза и вывоза грузов автотранспортом крупных специализированных автохозяйств; контейнеризация и пакетизация перевозок; концентрация перегрузочных, складских и других грузовых операций на небольшом количестве хорошо оснащенных станций и контейнерных пунктов с созданием оптимальной сети транспортно-складских баз (терминалов), выполняющих распределительные функции и называемых за рубежом центрами

дистрибуции; создание объединенных предприятий железнодорожного и автомобильного транспорта, обеспечивающих доставку грузов «от двери до двери»; применение логистических принципов технологии, организации и управления перевозочным процессом с доставкой грузов по системе «точно в срок».

Автомобильный транспорт настолько пластичен и гибок в своих производственных структурах и технологиях, что позволяет осуществлять контакт с железнодорожным транспортом с использованием самых различных транспортных схем. Взаимопроникновение и синтез технических средств и транспортных технологий в современных условиях становится одним из главных факторов, стимулирующих смешанные железнодорожно-автомобильные перевозки.

Литература:

1. Домбровский А.Н. [и др.]. Научные проблемы экономики транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 264 с.
2. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Системы автоматизации на автомобильном транспорте / Кубанский государственный технологический университет. – Краснодар, 2015.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Вычислительная техника и сети в отрасли. – Краснодар, 2014.
4. Кирий К.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Оценка эффективности инвестиций в транспортно-логистических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 8. – С. 285–287.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Миронова М.П. Особенности системы обслуживания перевозок пассажиров по заказам в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 117–119.
6. Коновалова Т.В. [и др.]. Анализ текущего состояния транспортно-логистической системы Краснодарского края : Механика, оборудование, материалы и технологии / сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – 2018. – С. 655–662.
7. Коновалова Т.В., Миронова М.П., Надирян С.Л. Расчет экономической эффективности международных перевозок в транспортно-технологических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2018. – № 10. – С. 232–235.
8. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Ненастин С.В. Особенности финансово-экономического анализа деятельности автотранспортных предприятий // Вестник Сибирской государственной автомобильно-дорожной академии. – 2015. – № 3 (43). – С. 137–141.

References:

1. Dombrovsky A.N. [et al.]. Scientific problems of transport economics: educational background. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO «KubGTU», 2017. – 264 p.
2. Izyumskiy A.A., Nadiryayn S.L. Automation systems on motor transport / Kuban State Technological University. – Krasnodar, 2015.
3. Izyumskiy A.A., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Computer engineering and networks in the industry. – Krasnodar, 2014.
4. Kirill K.A., Konovalova T.V., Nadiryayn S.L. Efficiency assessment of investments in transport and logistics systems // Humanitarian, socio-economic and social sciences. – 2014. – № 8. – P. 285–287.
5. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Mironova M.P. Features of the system of passenger transportation services on orders in the region // Nauka. Equipment. Technologies (polytechnic bulletin). – 2015. – № 3. – P. 117–119.
6. Konovalova T.V. [et al.]. Analysis of the current state of the transport and logistics system of the Krasnodar Region : Mechanics, equipment, materials and technologies / collection of scientific articles on the materials of the international scientific-practical conference dedicated to the 100th anniversary of the Federal State Budgetary Educational Institution «Kuban State Technological University». – 2018. – P. 655–662.
7. Konovalova T.V., Mironova M.P., Nadiryayn S.L. Calculation of economic efficiency of international transportation in the transport-technological systems // Humanitarian, socio-economic and social sciences. – 2018. – № 10. – P. 232–235.
8. Konovalova T.V., Nadiryayn, S.L., Nenastin, S.V. Features of the financial and economic analysis of the motor transport enterprises activity // Vestnik of the Siberian State Automobile and Road Academy. – 2015. – № 3 (43). – P. 137–141.

УДК 681.326

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОЙ КОМПОЗИТНОЙ АРМАТУРЫ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ

PROSPECTS FOR THE USE OF COMPOSITE FITTINGS IN CONSTRUCTION

Дворная Зинаида Львовна
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
zinaida11-12@ya.ru

Аннотация. В статье анализируется полимерная композитная арматура, рассмотрены ее достоинства и недостатки. Отмечены перспективы применения композитной арматуры в отечественной строительной индустрии.

Ключевые слова: полимерная композитная арматура, стальная арматура, армирующий наполнитель, модуль упругости, коэффициент удлинения.

Dvornaya Zinaida Lvovna
Student,
Kuban state technological University
zinaida11-12@ya.ru

Annotation. The article analyzes the polymer composite reinforcement, its advantages and disadvantages. The prospects for the use of composite reinforcement in the domestic construction industry are noted.

Keywords: polymer composite reinforcement, steel reinforcement, reinforcing filler, modulus of elasticity, elongation coefficient.

Традиционно стальная арматура находит применение среди строительных материалов, востребованных в промышленном и гражданском строительстве как в Российской Федерации, так и в других государствах. Это обстоятельство объясняется тем, что она удовлетворяет минимальному перечню требований, предъявляемых к арматуре.

Между тем, сталь в качестве строительного материала имеет ряд недостатков, препятствующих активному использованию данного вида арматуры в некоторых конструкциях.

Среди отрицательных свойств стальной арматуры можно отметить следующие: большой удельный вес стали, подверженность коррозии в процессе эксплуатации, а также высокие параметры теплового расширения. Еще одним немаловажным фактором, ограничивающим широкое использование высококачественной арматуры из стали, является ее довольно высокая рыночная стоимость.

В связи с перечисленными выше факторами актуальным становится вопрос о достойной замене стальной арматуры. На наш взгляд, достойной альтернативой арматуре из стали может служить полимерная арматура из композитных материалов.

С точки зрения структурных особенностей полимерная композитная арматура представляет собой гладкие или профилированные стержни. Стержни изготавливаются из армирующего наполнителя.

Существует несколько видов полимерной композитной арматуры, называемой согласно ГОСТу – АКП. Дифференциация АКП осуществляется в зависимости от типа наполнителя. «По типу непрерывного армирующего наполнителя АКП подразделяют на виды: АСК – стеклокомпозитная, АБК – базальтокомпозитная, АУК – углекомпозитная, ААК – арамидокомпозитная, АКК – комбинированная композитная» [1].

Наибольшее распространение при строительстве типовых объектов получили следующие три вида арматуры: стеклокомпозитная, базальтокомпозитная и углекомпозитная. Номинальный диаметр каждого вида – от 4 мм до 32 мм. Несмотря на определенные различия между разными видами полимерной композитной арматуры, их ключевые показатели не имеют принципиальных отличий друг от друга.

Появление и активное внедрение на территории России нового вида арматуры относится к 80-м годам 20 века. Её использовали в различных конструкциях, таких, как сваи, балки и другие опорные конструкции. Такой широкий диапазон применения обусловлен свойствами материала, из которого изготовлена арматура.

Полимерная композитная арматура обладает определенным набором качеств, как положительных, так и отрицательных. Основными ее достоинствами являются три следующих показателя:

1) коррозионная стойкость. Известно, что бетон имеет щелочную среду, что способствует появлению коррозии. Слои коррозии утолщают арматуру, что ведет к образованию трещин;

2) небольшой вес. Из-за небольшого веса арматуру легче транспортировать и монтировать, чем стальную;

3) малый коэффициент удлинения. Как известно, коэффициент удлинения композитной арматуры – 2,2 %. При таком показателе деформации в бетоне будут минимальными. Для сравнения: коэффициент удлинения в стальной арматуре находится в пределах 14–25 %.

Наряду с неоспоримыми достоинствами полимерная композитная арматура имеет ряд недостатков, препятствующих более широкому применению рассматриваемого вида строительного материала. В ряду отрицательных свойств полимерной композитной арматуры следует отметить три основных недостатка:

1) это, прежде всего, низкая температура плавления. Как известно, температура плавления арматуры начинается примерно от 200 °С. При температуре 600 °С стержни постепенно размягчаются и теряют упругость. Для защиты стержней от воздействия высокой температуры необходимо предусматривать защитный слой не менее 50 мм;

2) невозможность сваривать стержни. Однако этот факт в последнее время ставится под сомнение, так как на концах стержней возможно изготовление металлических деталей. Помимо этого, в процессе монтажных работ в большинстве случаев стержни связываются;

3) низкий модуль упругости. Модуль упругости является одним из показателей, характеризующих способность стержней изгибаться [2]. При модуле упругости 5×10^4 МПа стержни легко изгибаются. Следовательно, нежелательно их использовать при армировании плит перекрытия, так как перекрытие работает на изгиб. Во избежание возникновения больших прогибов перекрытия арматура должна иметь достаточную жесткость.

Несмотря на то обстоятельство, что полимерная композитная арматура представляет собой относительно новый материал, в последние десятилетия она нашла широкое применение в строительной индустрии. Это обстоятельство потребовало от разработчиков создания и утверждения новой нормативной документации.

В соответствии с вышеизложенным необходимо отметить, что в Российской Федерации был разработан соответствующий ГОСТ 31938-2012 «Арматура композитная полимерная для армирования бетонных конструкций. Общие технические условия». Этот документ распространяется на композитную полимерную арматуру периодического профиля и регламентирует технические условия её изготовления.

Благодаря специфическим свойствам полимерная композитная арматура может использоваться в таких сооружениях, «конструктивные решения которых не проходят экспертизу, либо имеют специфические требования, например, по коррозионной стойкости» [3, с. 34]. Арматура такого вида нашла применение, главным образом, в строительстве мостов, в армировании фундаментов, в легкобетонных конструкциях и в других сооружениях.

В недалекой перспективе возможно использование рассматриваемого вида арматуры в гидротехнических сооружениях, «таких как массивы, массивы-гиганты, основания гравитационного типа для нефтяных платформ, плавучие бетонные понтоны» [4, с. 147].

Как показывает практика, возможность более активного внедрения в строительную индустрию полимерной композитной арматуры обусловлена некоторыми специфическими особенностями этого материала [5], главными из которых являются: относительно небольшой вес и коррозионная стойкость.

Учитывая названные выше особенности, следует подчеркнуть, что полимерная композитная арматура может находить эффективное применение в таких важных сферах строительства, как: мостостроение, строительство дорог, морское гидротехническое строительство, устройство фундаментов различных сооружений.

Следовательно, распространение полимерной композитной арматуры, с практической точки зрения, перспективно в различных областях гражданского и промышленного строительства на территории Российской Федерации.

Таким образом, с целью более активного внедрения полимерной композитной арматуры в строительную индустрию необходимо разработать соответствующие нормы и правила.

Новые нормативы способны регулировать проектирование конструкций с широким использованием композитного армирования. Помимо этого, следовало бы уделить особое внимание улучшению качественных характеристик данного вида арматуры.

Литература:

1. Арматура композитная полимерная для армирования бетонных конструкций. Общие технические условия : ГОСТ 31938-2012. – URL : <https://standartgost.ru>
2. Дунаев В.И. [и др.]. Макроскопический критерий хрупкого разрушения при образовании изолированной раскрывающейся трещины // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества. – 2013. – № 3. – С. 38–45.
3. Виноградова Н.А., Теплова Ж.С. Сдерживающие факторы использования композитной арматуры // журнал «Молодой ученый». – Казань : Издательство ООО «Молодой ученый». – 2016. – № 17. – С. 31–35.
4. Завгороднев А.В. [и др.]. Перспективы применения композитной арматуры в морском гидротехническом строительстве // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство ООО «Горная книга», 2014. – С. 137–148.
5. Леонова А.Н., Курочка М.В. Строительные дефекты в пространственно-армированных композитах и их влияние на свойства материалов : Девелопмент и инновации в строительстве / сборник статей Международного научно-практического конгресса. – 2018. – С. 132–135.

References:

1. Composite polymeric reinforcement for reinforcement of concrete structures. General specifications : GOST 31938-2012. – URL : <https://standartgost.ru>
2. Dunaev V.I. [et al.]. Macroscopic criterion of brittle fracture in the process of formation of an isolated opening crack // Ecological Bulletin of Scientific Centers of the Black Sea Economic Cooperation. – 2013. – № 3. – P. 38–45.
3. Vinogradova N.A., Teplova Z.S. Constraints of composite reinforcement use // Journal «Young scientist». – Kazan : Publishing house «Young scientist» LLC. – 2016. – № 17. – P. 31–35.
4. Zavgorodnev A.V. [et al.]. Prospects of composite reinforcement application in the marine hydrotechnical construction // Mining information-analytical bulletin (scientific and technical journal). – M. : Mining Book Publishing House LLC, 2014. – P. 137–148.
5. Leonova A.N., Kurochka M.V. Construction defects in spatially-reinforced composites and their influence on the properties of materials : Development and innovations in construction / collection of articles of the International Scientific and Practical Congress. – 2018. – P. 132–135.

УДК 691

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

ENVIRONMENTAL ASPECTS OF PRODUCTION BUILDING MATERIAL

Дворная Зинаида Львовна
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
zinaida11-12@ya.ru

Аннотация. В последние десятилетия наблюдается рост производства новых строительных материалов. Это объясняется ростом спроса на них вследствие развития строительной индустрии. При этом должно уделяться внимание безопасности технологии производства строительной продукции. В данной статье рассматриваются пути экологизации производства строительных материалов.

Ключевые слова: металлические конструкции, экологическая оптимизация, экологизация производства.

Dvornaya Zinaida Lvovna
Student,
Kuban state technological University
zinaida11-12@ya.ru

Annotation. In recent decades, there has been an increase in the production of new building materials. This is due to the growing demand for them due to the development of the construction industry. At the same time, attention should be paid to the safety of the production technology of construction products. This article discusses the ways of greening the production of building materials.

Keywords: metal structures, ecological optimization, production greening.

В настоящее время наблюдается активный рост гражданского строительства. Наиболее активно застраиваются новые жилые районы. Соответственно, возрастает потребность в производстве основных строительных материалов, главным образом, в бетоне, в кирпиче и в металлических конструкциях. Чтобы покрыть высокие потребности в перечисленных материалах, необходимо актуализировать деятельность промышленных предприятий по производству основных строительных материалов.

Если обратиться к статистике, то можно увидеть появление новых и расширение действующих производств. Этот фактор объясняется тем, что в последние десятилетия индустрия Российской Федерации, в том числе строительная, преодолела рецессионный этап развития и перешла в зону устойчивых темпов роста. Однако важно, чтобы стремление к экономической выгоде не вытесняло экологический аспект и не вело к использованию в строительной отрасли материалов, изготовленных из некачественного и дешевого сырья. В связи с этим особое внимание должно быть уделено экологической безопасности предприятий и производимой ими продукции в целом.

Общеизвестно, что все предприятия, производящие строительные материалы, используют химические вещества, зачастую небезопасные для окружающей среды. Например, определенный вред экологии может нанести предприятие, производящее бетонные добавки. Не стоит забывать, что качество продукции влияет на качество возводимого жилья.

Возможно несколько подходов к решению вопроса по экологической оптимизации в строительной сфере: первый подход – экологизация производства, второй – вынесение предприятия за черту города, третий – переработка отходов при производстве стройматериалов.

Первый из перечисленных подходов только набирает популярность. Но определенные успехи на этом пути уже есть. Так, строительное предприятие «ООО Силикат» в Ульяновской области производит блоки из автоклавного бетона, причем линия производства является безотходной. Пермский завод «Сибур» производит диоктилтерефталат – пластификатор, являющийся ключевым компонентом различной продукции строительной отрасли. По заверению производителей данный пластификатор является безопасным с точки зрения экологии и здоровья людей продуктом.

Второй подход активно применяется уже довольно продолжительное время. Он имеет свои достоинства и недостатки. Достоинства: удаленность производств, в том числе и вредных, от селитебной зоны, возможность расширения предприятий. Недостатки: удаленность от места строительства, неудобства для работников производства.

В связи с вышеизложенным весьма интересной представляется идея полицентрической модели города. В этой модели центр города один, но городское пространство разделено на самостоятельные кластеры, в которых есть место и для промзон. Например, градостроители в городе Краснодаре предпочитают выделять специальную Восточную промышленную зону. Эти меры должны уменьшить потоки транспорта в крупных городах. «Предпринимаемые в Москве, Санкт-Петербурге и других мегаполисах попытки демпфирования таких потоков путем создания в периферийной зоне города производственных объектов в некоторой части решают данную проблему» [1, с. 232].

Третий подход к решению вопроса по экологической оптимизации в строительстве весьма актуален, перспективен и экономически выгоден, так как связан с переработкой стройматериалов. Следует отметить, что наибольшее распространение в последние десятилетия получила переработка шлаков, так как шлаки являются сырьем, не требующим особой подготовки к переработке. На их основе изготавливают вяжущие материалы, такие как: шлакопортланд цемент, известково-шлаковые, сульфатно-шлаковые, шлако-щелочные вяжущие.

Немалый интерес представляет производство из шлаков нового материала – шлакового стекла, иначе называемого шлакоситаллами. По прочности шлакоситаллы превосходят стекло, керамику, природный камень. Древесные отходы также могут использоваться для переработки. Из опилок, стружки древесной муки и прочего натурального сырья изготавливают древесно-волокнистые плиты, арболит, опилкобетон, ксилобетон и другие стройматериалы.

Итак, каждый подход к решению вопроса об экологизации строительного производства применим для конкретного типа производства. Так, например, для завода ЖБИ логичным решением будет вынесение производства на окраину города или за его черту.

Возможно ли сочетание подходов? Если технологический процесс является довольно сложным или предприятие представляет собой крупное производство, разделенное на несколько отделений, то сочетание подходов представляется целесообразным.

Таким образом, экологизация производства строительных материалов принесет пользу не только с точки зрения охраны окружающей среды [2] и безопасности для здоровья людей, но и в конечном итоге - определенную экономическую выгоду.

Литература:

1. Попов Р.А., Якимова М.А. Организационно-экономические аспекты полицентрической модели крупного города // Рецензируемый, реферируемый научный журнал «Вестник АГУ». – 2015. Вып. 2 (160). – С. 231–234.
2. Иванченко В.Т., Басов Е.В., Тришкина А.А. Создание оптимальной температурно-влажностной среды в жилых зданиях. // В журнале: Жилищное строительство. – 2015. – № 8. – С. 24–27.

References:

1. Popov R.A., Yakimova M.A. Organizational and economic aspects of the polycentric model of a large city // The peer-reviewed, peer-reviewed scientific journal «Vestnik AGU». – 2015. – Issue 2 (160). – P. 231–234.
2. Ivanchenko V.T., Basov E.V., Trishkina A.A. Creation of optimal temperature-humidity micro-environment in residential buildings. // In the journal: Housing construction. – 2015. – № 8. – P. 24–27.

УДК 69.07

ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ УСИЛЕНИЯ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ КОЛОНН

ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF VARIOUS METHODS STRENGTHENING OF REINFORCED CONCRETE COLUMNS

Дворная Зинаида Львовна
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
zinaida11-12@ya.ru

Леонова Анна Николаевна
кандидат технических наук, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет
Lan.75@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются основные методы усиления железобетонных колонн. Приводятся условия выбора того или иного метода. Учитываются достоинства и недостатки каждого способа усиления.

Ключевые слова: железобетонные колонны, деформация, наращивание сечения, обоймы.

Dvornaya Zinaida Lvovna
Student,
Kuban state technological University
zinaida11-12@ya.ru

Leonova Anna Nicolaevna
Candidate of technical Sciences,
Associate Professor,
Kuban state technological University
Lan.75@mail.ru

Annotation. The article discusses the main methods of strengthening concrete columns. The conditions for the choice of a method are given. The advantages and disadvantages of each method of amplification are taken into account.

Keywords: reinforced concrete columns, deformation, section extension, clips.

Как известно, железобетонные колонны представляют собой основу конструктивной схемы, составляющей каркас здания, будь то промышленный объект или объект гражданского назначения. Следовательно, именно на колонны приходятся основные нагрузки и воздействия в процессе эксплуатации здания. К числу отрицательных факторов, влияющих на несущую способность колонны, можно отнести следующие: 1) конструкция испытывает сжатие и продольный изгиб, 2) так называемая усталость бетона, 3) неравномерность осадок основания, 4) всевозможные нарушения режима эксплуатации здания.

При неправильном проектировании различных объектов строительства, а также при превышении допустимых нагрузок и деформациях в бетоне возможно появление различных дефектов. Среди наиболее распространенных дефектов специалисты отмечают следующие: продольные, нормальные и усадочные трещины, сколы бетона.

В связи с изложенными выше фактами актуальной представляется задача, направленная на создание условий по своевременному усилению колонн с целью повышения срока их эксплуатации, сохранения несущей способности и предотвращения возникновения любых деформаций.

Усиление колонн производится несколькими методами. Выбор того или иного метода производится по определенным показателям. Это прежде всего: 1) экономическая целесообразность, 2) вес конструкции, 3) сопротивление конструкции различным химическим воздействиям (при строительстве промышленных зданий), 4) общая трудоемкость работ.

Усиление с помощью стальной обоймы заключается в следующем: стальные уголки вертикально крепятся к колонне с помощью цементно-песчаного раствора. Далее, к уголкам привариваются поперечные планки с шагом 400–600 мм по длине колонны. В процессе остывания планки укорачиваются, в результате этого происходит усиление колонны посредством обжатия.

Разновидностью стальной обоймы являются распорки. Процесс монтажа распорок выглядит следующим образом: уголки в вертикальном положении соединяют свар-

кой с планками, а для предварительного напряжения закручивают гайки натяжных болтов. Планки устанавливаются с шагом, равным сечению колонны. С помощью распорок повышается степень статической неопределимости колонны. Следует отметить достоинства данного способа: во-первых, это простота исполнения, во-вторых, незначительное увеличение поперечного сечения колонны. Необходимо обратить внимание и на недостатки рассматриваемого способа, а именно, на коррозию и на значительный вес.

Для усиления колонны композитными материалами чаще всего используют углехолст. Этот материал представляет собой холст из углекомпозиата с эпоксидным клеем. Технология выполнения работ довольно проста, но требует достаточной точности [1].

«Холст укладывается на слой эпоксидного клея. Делается это тыльной стороной руки путем постепенного размещения ткани с одного края основания до другого. В процессе укладки необходимо следить, чтобы кромка полотнища была параллельна кромке предыдущего полотнища. После укладки осуществляется прокатка холста, в процессе которой происходит его пропитка» [2, с. 74].

Хотелось бы подчеркнуть основные достоинства углехолста: не ржавеет, имеет малый вес, малую толщину пластин. Помимо этого необходимо упомянуть еще об одном положительном свойстве: «холсты достаточно гибкие, что позволяет им придать практически любую форму» [3, с. 42]. Одним из заметных недостатков использования холстов признана высокая стоимость работ.

Основными методами усиления колонны являются следующие: 1) установка металлических или композитных обойм, 2) одностороннее увеличение расчетного сечения колонны, 3) двустороннее увеличение расчетного сечения колонны.

Рассмотрим каждый из методов подробнее.

Одностороннее наращивание сечения применяется, если колонна внецентренно сжата, в результате этого необходимо уменьшить эксцентриситет. С этой целью вскрывается защитный слой бетона до арматуры, которая очищается стальными щетками или пескоструйками от ржавчины и окислов. Дополнительная продольная и поперечная арматура диаметром не менее 10 мм приваривается с помощью коротышей, отгибов или хомутов. Следующий этап - устанавливается опалубка и производится бетонирование.

Двустороннее усиление выполняется по той же схеме, но применяется для центрально сжатых колонн и внецентренно сжатых с двузначной эпюрой моментов. Однако, следует обратить внимание на одну важную особенность: в качестве материала наращивания помимо железобетона используется сталефибробетон. Этот материал представляет собой бетон, армированный фиброй из стальной проволоки. При сравнении с железобетоном он дает более высокие значения несущей способности усиленной колонны [4]. Основными достоинствами сталефибробетона являются: универсальность, низкая стоимость. Основные его недостатки: большая трудоемкость, затраты времени для набора прочности бетона. Следует также учесть, что для выполнения работ требуется остановка производственного процесса.

Основываясь на вышесказанном, можно прийти к заключению, что каждый из методов усиления железобетонных колонн имеет свои достоинства и недостатки. Выбор способа усиления зависит главным образом от конкретных условий эксплуатации и типа колонны, ее геометрических характеристик.

Помимо перечисленных выше факторов стоит отметить следующее: металлические обоймы разгружают колонну; немаловажную роль в усилении колонны играет степень повышения несущей способности после ее усиления.

Литература:

1. Леонова А.Н. Особенности усиления железобетонных конструкций композитными материалами // сборник материалов XXXV Международной научно-практической конференции. – Астрахань : Издательство Научный центр «Олимп», 2018. – С. 53–55.
2. Петров А.Е., Петренева О.В. Целесообразность использования композитных материалов при усилении железобетонных колонн // Современные технологии в строительстве. Теория и практика. – Пермь : Издательство ПНИПУ, 2018. – С. 71–78.

3. Леонова А.Н. Современные способы реконструкции и повышения сейсмической устойчивости зданий // Материалы международной научно-практической конференции Наука сегодня: глобальные вызовы и механизмы развития. – Вологда : Издательство Маркер, 2016. – С. 41–43.

4. Сикорская О.В., Хегай А.О. Сравнение эффективности усиления внецентренно сжатых железобетонных колонн при помощи сталефибробетона и железобетона методом двустороннего наращивания // Вопросы науки и образования. – Иваново : Издательство Олимп , 2018. – № 8 (20). – С. 24–29.

References:

1. Leonova A.N. Features of reinforcement of reinforced concrete structures by composite materials // Proceedings of XXXXV International Scientific and Practical Conference. – Astrakhan : Publishing House Scientific Center «Olympus», 2018. – P. 53–55.

2. Petrov A.E., Petreneva O.V. Feasibility of using the composite materials for reinforcement of the reinforced concrete columns // Modern technologies in construction. Theory and practice. – Perm : PNIPU Publishing House, 2018. – P. 71–78.

3. Leonova A.N. Modern methods of reconstruction and increase of seismic stability of buildings // Proceedings of the international scientific-practical conference of Science today: global challenges and development mechanisms. – Vologda : Marker Publishing House, 2016. – P. 41–43.

4. Sikorskaya O.V., Khagai A.O. Comparison of the efficiency of the extra-centered compressed reinforced concrete columns strengthening with the help of steel-fiber concrete and reinforced concrete by the method of two-sided enlargement // Problems of science and education. – Ivanovo : Olympus Publishing House, 2018. – № 8 (20). – P. 24–29.

УДК 656.073

К ВОПРОСУ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АВТОМОБИЛЕЙ СКОРОЙ ПОМОЩИ

ON THE ORGANIZATION OF AMBULANCE CARS

Иванов В.В.

Кубанский государственный
технологический университет
mirowoi1995@gmail.com

Нагорный В.В.

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены наиболее важные проблемы организации деятельности автомобилей скорой медицинской помощи, а именно: факторы, влияющие на задержку автомобилей БСМП по времени прибытия до больного или пострадавшего, создаваемую аварийную ситуацию на участках улично-дорожной сети, нехватки количества автомобилей т.д. Проведен анализ деятельности БСМП, выявлены все недочеты в организации работы автомобилей скорой помощи в г.Краснодаре.

Ключевые слова: автомобили скорой медицинской помощи, деятельность БСМП, эффективность организации работы автомобилей.

Ivanov V.V.

Kuban state technological university
mirowoi1995@gmail.com

Nagorny V.V.

Kuban state technological university

Annotation. The article discusses the most important problems in the organization of ambulance car activities, namely: factors affecting the delay of emergency vehicles in the time of arrival before the patient or injured, the emergency situation created on the road network sections, the shortage of cars, etc. The analysis of the BSMP activity was carried out, all the flaws in the organization of work of ambulance vehicles in Krasnodar were revealed.

Keywords: ambulance cars, BSMP activity, car performance.

Большинственная скорая медицинская помощь – далее БСМП является одним из важнейших элементов в системе здравоохранения нашей страны. Каждый год служба скорой медицинской помощи выполняет от 45 до 55 миллионов вызовов по всей России. Объем оказания гражданам медицинских услуг постоянно растет, это связано со снижением уровня жизни населения, недостаточным вниманием к профилактике заболеваний, увеличением числа травм и отравлений. Основной задачей БСМП является оказание больным и пострадавшим доврачебной медицинской помощи, необходимой для сохранения и поддержания жизненно важных функций организма, с последующей доставкой в стационар, если это необходимо.

Так например, ежедневно в городе Краснодаре за услугами больничной скорой медицинской помощи обращается от 700 до 1200 жителей в зависимости от времени года. Правила оказания скорой медицинской помощи регулируются приказом Минздрава №388н. В нем, в частности, перечисляются поводы для вызова скорой медицинской помощи в экстренной и неотложной форме.

Время, утвержденное министерством здравоохранения Российской Федерации, отведенное на прибытие автомобиля до адресата составляет:

- для экстренной помощи – не более 20 минут;
- для неотложной помощи – не более 120 минут.

Экстренная помощь – это помощь, при которой у пострадавшего или больного присутствует нарушение сознания, дыхания, системы кровообращения.

Неотложная помощь – когда пострадавший или больной испытывает внезапные острые заболевания без явных признаков угрозы жизни.

На деятельность БСМП и время прибытия влияют два фактора, внутренний и внешний. К внутренним факторам относятся такие показатели как: организация работы гаража скорой медицинской помощи, возраст и техническое состояние автомобилей, техническое оснащение автомобилей, профессиональные навыки водителя, работа оперативного отдела. К внешним факторам относится: качество и состояние дорожного покрытия на улично-дорожной сети, концентрации объектов притяжения граждан,

транспортные заторы, образованные на центральных улицах города. Совокупность всех этих факторов приводит к тому, что автомобили скорой медицинской помощи не всегда в состоянии прибыть на место вызова вовремя в соответствии нормативу. Что может привести к непоправимым последствиям, которые пагубно влияют на демографическую составляющую Российской Федерации.

Для сокращения времени прибытия скорой медицинской помощи необходимо уделить внимание обоим факторам.

В первую очередь необходимо модернизировать работу гаража скорой медицинской помощи, а именно оперативного отдела, так как время реакции БСМП составляет 3–9 минут в среднем. Проведенный анализ улично-дорожной сети показал, что в пиковые часы, при движении автомобилей скорой помощи возможны создания аварийных ситуаций на отдельных участках дорог, при которых подвергаются риску перевозимые больные.

Для улучшения работы оперативного отдела разработано программное обеспечение, позволяющее ликвидировать переходное звено в лице диспетчера-навигатора. Что ускорит время реакции от 15 секунд до 3 минут и устраним человеческий фактор, так как на автоматизированное рабочее место не влияет фактор утомляемости.

Таким образом удастся сократить общее время прибытия автомобиля скорой медицинской помощи до адресата с 20–30 минут до 10–20 минут. Что на 10 минут меньше.

Дальнейшее развитие программного обеспечения необходимо будет применять не только в определенных городах-миллионниках, но и в других населенных пунктах.

Литература:

1. URL : <https://medvestnik.ru/content/news/Optimizaciya-skoroi-prodoljaetsya-za-schet-dispatcherov.html>
2. URL : <http://www.noav.ru/?p=142>
3. URL : <https://www.dissercat.com/content/puti-optimizatsii-rabot-skoroi-meditsinskoj-pomoshchi-na-osnove-vnedreniya-sistemy-sbalansir>
4. Беляев В.М. Организация автомобильных перевозок и безопасности движения, - 2014. – 204 с.
5. URL : http://www.ksodd.ru/bdd/publication/the_problem_of_transport_systems_of_cities_and_possible_solutions.php
6. Нагорный В.В. ПДД : учебное пособие. – 2016.

References:

1. URL : <https://medvestnik.ru/content/news/Optimizaciya-skoroi-prodoljaetsya-za-schet-dispatcherov.html>
2. URL : <http://www.noav.ru/?p=142>
3. URL : <https://www.dissercat.com/content/puti-optimizatsii-rabot-skoroi-meditsinskoj-pomoshchi-na-osnove-vnedreniya-sistemy-sbalansir>
4. Belyaev V.M. Organization of road transportation and traffic safety. – 2014. – 204 p.
5. URL : http://www.ksodd.ru/bdd/publication/the_problem_of_transport_systems_of_cities_and_possible_solutions.php
6. Nagorny V.V. PDD : textbook. – 2016.

УДК 656.073

К ВОПРОСУ СОЗДАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ON THE ISSUE OF CREATING AN INTELLIGENT TRANSPORT SYSTEM

Изыумский А.А.

Кубанский государственный
технологический университет
kopidd@mail.ru

Лыкасов А.С.

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы создания интеллектуальной транспортной системы с целью обеспечения надежности и безопасности перевозок пассажиров и грузов. Одним из важнейших признаков технологического процесса и цивилизованности любого государства является уровень развития транспортной системы. Проблема увеличения транспорта не только создает проблемы заторов, но также влияет на экономику, окружающую среду, здоровье и конкурентоспособность городов и предприятий. Решить эти проблемы возможно только с использованием современных технологий и научных достижений в области управления транспортом.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, перевозки, интеллектуальная транспортная система, информационные и коммуникационные технологии.

Izyumsky A.A.

Kuban state technological university
kopidd@mail.ru

Lykasov A.S.

Kuban state technological university

Annotation. The article deals with the creation of an intelligent transport system to ensure the reliability and safety of transportation of passengers and cargo. One of the most important signs of the technological process and civilization of any state is the level of development of the transport system. The problem of increasing transport not only creates problems of congestion, but also affects the economy, environment, health and competitiveness of cities and enterprises. To solve this problem is possible only with the use of modern technologies and scientific achievements in the field of transport management.

Keywords: road transport, transportation, intelligent transport system, information and communication technologies.

Проблема увеличения транспорта не только создает проблемы заторов, но также влияет на экономику, окружающую среду, здоровье и конкурентоспособность городов и предприятий.

Разрушенная транспортная система в городе будет означать экономическую проблему, поскольку транспортные средства теряют способность легко передвигаться; тогда как их цель, заключающаяся в перемещении товаров или людей, что ведет к увеличению транспортных расходов и влияет на экономику как отдельных предприятий так и городов в целом.

Воздействие на окружающую среду очевидно, поскольку в местах с интенсивным движением транспортные средства будут наблюдаться более длительное время ожидания или движение будут выполняться на более низкой скорости, что приведет к более высокому расходу топлива, что в конечном итоге приведет к увеличению выбросов CO₂ и загрязнения.

Кроме того, заторы делают людей более нетерпеливыми, и это отражается на использовании звуковых сигналов, создающих шумовое загрязнение.

Решить эти проблемы возможно только с использованием современных технологий и научных достижений в области управления транспортом [1].

На международном уровне существуют стратегии, направленные на смягчение негативного воздействия грузовых перевозок в городах, которые известны как подходы к городской логистике. Городская логистика основана на сокращении количества грузовых автомобилей, перемещающихся по городам, при поддержке хорошей стратегии интеграции, позволяющей консолидировать движения и тем самым сокращать количество поездок.

Городскую логистику определяют как процесс, направленный на оптимизацию транспортной деятельности при поддержке передовых информационных технологий в городских районах с учетом ряда инициатив, которые позволяют смягчить негативные последствия, создаваемые транспортными средствами, используемыми для перевозки грузов.

Городские логистические стратегии должны быть связаны с информационной системой, которая обеспечивает эффективный процесс администрирования, направленный на сбор, обработку, передачу и управление этой информацией. Это привело к разработке специализированных компьютерных инструментов для управления транспортом, таких как Интеллектуальные транспортные системы (ITS) и интеграции административных инструментов для управления операциями и принятия решений [2].

Однако необходимость контролировать транспортные операции за пределами городов является ключевым элементом обеспечения качества и обслуживания клиентов. Вот почему системы ITS также расширились до применения на морском, речном и воздушном транспорте.

В течение последнего десятилетия появилось значительное развитие «умных» информационных технологий для управления маршрутизацией транспортных средств, основанных на технологических достижениях в более точных географических информационных системах, компьютерах нового поколения с расширенными возможностями обработки и разработках более совершенных системы и методы планирования.

Интеллектуальные транспортные системы можно определить как набор передовых приложений в области информационных технологий, электроники и связи, которые с социальной, экономической и экологической точек зрения предназначены для улучшения мобильности транспорта, безопасности и производительности за счет оптимизации использования существующей инфраструктуры, повышения энергоэффективности и повышения пропускной способности транспортной системы.

Интеллектуальные транспортные системы призваны реагировать с мультимодальной точки зрения на транспортные потребности, применяя ICT (информационные и коммуникационные технологии).

Интеллектуальные транспортные системы являются частью ICT, некоторые специалисты используют термин ITS и ICT для транспорта без различия. Следовательно, с использованием ITS транспортные операции выполняются оптимально с точки зрения транспортных потоков [3].

Интеграция ITS позволяет осуществлять обмен и координацию информации, сбор информации и интеграцию между транспортными средствами и дорожной инфраструктурой, обмен информацией с частным сектором (поставщиками логистических услуг) и обмен с нетранспортными связанными организациями, такие как электронные платежные учреждения.

Интеллектуальные транспортные системы представляют собой взаимосвязь различных информационных систем, предназначенных для сбора, обмена, вычисления и содействия принятию решений, позволяя правильно управлять потоком транспортных средств и транспортных средств. Для надлежащего управления транспортной системой, интеграции технологий, таких как Интернет, электронный обмен данными, беспроводная связь, компьютерные технологии, программирование и технологии, предназначенные для сбора и анализа необходимой информации [4].

При обращении к ITS следует отметить, что они сгруппированы в две широкие категории: ITS расположены в транспортных средствах (таких как системы и технологии связи внутри них и так называемые «интеллектуальные транспортные средства»); и ITS, расположенные в инфраструктуре или в режиме транспортировки (например, динамические сигналы, системы контроля нарушений и т.д.). В обеих категориях были предприняты большие усилия и работа по повышению эффективности, основанная на разработке аппаратных, программных и программных моделей для оптимизации маршрутов и транспортных потоков.

Эти системы, помимо помощи в управлении транспортом для создания экономически эффективных и безопасных маршрутов, также позволяют доставлять пользователям соответствующую информацию, контролируют перегрузку и движение, управляют грузовым парком и транспортными средствами, оптимизируют инфраструктуру и управляют связью между этими элементами.

Благодаря интеллектуальным транспортным системам и их взаимодействию с системами управления перевозками (TMS) можно оптимизировать процессы грузоперевозок внутри городов посредством соответствующего обмена информацией между

системами управления транспортными средствами и системами управления грузами. Это позволяет объединить эти два источника информации, а затем разработать планы распределения для оптимизации количества рейсов и количества груза для каждой поездки, что приведет к минимальной общей стоимости системы распределения [5].

На основании вышеизложенного можно утверждать, что интеллектуальные информационные системы представляют собой набор из множества приложений, направленных на улучшение транспортных систем как для пассажиров, так и для грузов.

Эти приложения обеспечивают улучшения и преимущества, отраженные в более эффективных системах управления движением, улучшенной идентификации товаров и людей, улучшенном мультимодальном управлении, повышенной безопасности и комфорте на транспорте, информации в реальном времени, сниженных расходах и других.

Ключевым элементом управления транспортом с помощью ITS является сбор информации об автомобиле, который, можно получить тремя способами [6]:

- Индуктивные детекторы. Эти детекторы представляют собой устройства, установленные на асфальте, которые позволяют проводить перепись транспортных средств. Эти датчики могут определять количество транспортных средств, их скорость и движение на дороге.

- Ультразвуковые, инфракрасные и радарные датчики: эти датчики размещены на вышках. Они могут обнаруживать транспортные средства, используя волны, и определять количество транспортных средств и их скорость. Преимущество этой системы перед индуктивными датчиками заключается в простоте установки и обслуживания, но в неблагоприятных погодных условиях их производительность менее эффективна, чем у других.

- Детекторы видеоизображений: эти детекторы могут распознавать присутствие транспортного средства и его скорость, занятость на трассе, поток трафика, обнаруживать номерной знак и т.д. С помощью обработки изображений на основе оптического распознавания символов (OCR).

В дополнение к этим элементам важно создать центр управления для мониторинга и принятия решений по улучшению условий движения в городе. Таким образом, необходимо иметь систему замкнутого телевидения (CCTV) в качестве дополнения к устройствам обнаружения транспортных средств.

Другим важным элементом при получении информации о дорожном движении является поддержание надлежащей связи с учреждениями, связанными с транспортной системой, такими как дорожные агенты, вертолеты, система технического обслуживания дорог, компании такси, метеорологическая система и даже навигационные приложения, используемые в мобильных телефонах.

Другие системы, используемые в интеллектуальных транспортных системах [6]:

- Автоматическое обнаружение инцидентов – AID. Эти системы сокращают время обнаружения инцидентов и время реагирования на них. Они также позволяют определить вероятность того, что авария могла произойти или может произойти, путем отслеживания моделей дорожного трафика. Эти системы предназначены не для того, чтобы заменить центры мониторинга, а для того, чтобы помочь им в управлении.

- Взвешивание в движении – WIM: эти системы предназначены для определения веса транспортных средств в движении. Они могут помочь контролировать уход за дорогами, поскольку избыточный вес транспортного средства является фактором их преждевременного износа. Эти системы работают благодаря расположению тензодатчиков, пьезоэлектрических систем или гибких лент.

- Усовершенствованные системы управления движением – ATMS. Эти системы отвечают за получение в режиме реального времени информации об условиях движения, анализ данных, прогнозы времени в пути, управление аварийным реагированием и предоставление этой информации пользователям через информационные системы управления городским движением или другие средства, такие как «Передовые информационные системы путешественника» (ATIS). Они несут ответственность за предоставление информации о трафике, которая может быть использована пользователями для улучшения выбора режима транспортировки, маршрутов и принятия решений в целом. Эти системы позволяют сократить расстояния, расход топлива и загрязнение окружающей среды.

– Электронная оплата и автоматическая идентификация транспортных средств – AVI. Эти системы позволяют узнать реальный спрос и текущее количество грузовых автомобилей, обращающихся в режиме реального времени, что позволяет контролировать поток транспорта в городе.

– Усовершенствованные системы управления автопарком – AFMS: эти системы позволяют планировать размещение и использование груза, что приводит к оптимизации системы и ее контролю в режиме реального времени. Усовершенствованные системы управления автопарком могут внести существенный вклад в эффективность и конечный успех систем логистики городов.

Связь между транспортными средствами и инфраструктурой является ключевым элементом интеллектуальных транспортных систем, поскольку они обеспечивают двустороннюю связь, которая используется для получения информации для управления транспортом и передачи ее пользователям.

Существует большое количество устройств, которые позволяют общаться через Интернет в любом месте и в любое время. Таким образом, транспортное средство, оснащенное собственным IP-адресом и подключением к Интернету, может быть подключено к центру управления или к другим транспортным средствам.

Связь между транспортными средствами, а также в авиационном и морском транспорте может снизить вероятность столкновения и улучшить трафик за счет обмена информацией о пробках и авариях [3].

Исследование в области коммуникации транспортных средств привело к разработке совместных систем между транспортными средствами и инфраструктурой CVIS (Cooperative Vehicle-Infrastructure Systems), которые обеспечивают взаимодействие между близлежащими транспортными средствами и инфраструктурой, расположенной на дорогах, предлагая лучшее управление движением и транспортом.

Системы CVIS основаны на многоканальном терминале, способном соединять широкий спектр устройств через WLAN / Wi-Fi, сотовые сети (GPRS / UMTS), высокочастотную микроволновую, инфракрасную и спутниковую связь.

Эта связь приводит к новой концепции под названием «Подключенная транспортная система», которая представляет собой попытку соединить транспортные средства с помощью некоторых коммуникационных технологий, что позволяет улучшить безопасность и управление в чрезвычайных ситуациях, а также управление транспортом и воздействие на окружающую среду. Наиболее приемлемой технологией связи является инфраструктура на основе IP.

Разработка этих систем позволяет передавать релевантную информацию, такую как [4]:

- маршрутизация;
- управление движением и предотвращение заторов;
- координация светофоров;
- мониторинг грузовиков;
- управление парковкой;
- информация о безопасности и предупреждения;
- информация о погоде.

Технологии управления дорожным движением представляют собой набор инструментов, которые направлены на снижение заторов в городах и повышение безопасности дорожного движения.

Эти технологии распределяют трафик и предупреждают водителей о различных проблемах, с которыми они могут столкнуться на дорогах. Основным элементом этих технологий является способность постоянно адаптироваться к условиям движения и эффективно реагировать на эти изменения.

Технологии управления трафиком являются частью структуры, которая обеспечивает доступ к широкому спектру технологий, таких как: управления движением, дорожные знаки и системы парковки, электронные и интерактивные системы сообщений, службы мониторинга трафика, доступ к транспортным средствам и услуги парковки, среди прочего.

Управление движением с учетом погодных условий (WRTM) – это набор технологий, которые предсказывают, определяют и прогнозируют погодные условия, поэтому можно выполнять действия по уходу и контролю до того, как погодные условия повлияют на дороги. Эти системы позволяют делать предложения и разрабатывать стратегии для смягчения воздействия на климат, а информация передается менеджерам и пользователям через системы связи с транспортными средствами и средствами управления. Таким образом, технологии управления дорожным движением представляют собой комбинацию методов, инструментов и систем, которые используются для смягчения воздействия погоды на транспортные процессы [5].

Совместное использование этих технологий направлено на улучшение транспортных систем, в частности безопасности и мобильности пассажиров и грузов. Это привело к разработке более сложных стратегий, таких как «Умная придорожная инициатива», которая направлена на повышение безопасности, уменьшение количества аварий и повышение эффективности движения товаров за счет сбора и обмена информацией между коммерческими транспортными средствами, перевозчиками, автодорожные сооружения, интермодальные платформы, сборы и другие элементы транспортной системы.

Эта интеграция достигается за счет совместной работы технологий и обмена информацией между тремя элементами: системами связи транспортных средств, технологиями на дорогах и системами, используемыми в процессах перевозки грузов.

Транспорт определяет конкурентоспособность компаний и оказывает несколько негативных воздействий на города, создавая необходимость прилагать большие усилия в процессах управления. Последнее объясняет необходимость в современных информационных системах, которые ведут к оптимизации транспорта на всех уровнях, как для коммерческого, так и для пассажирского транспорта.

Интеллектуальные транспортные системы являются инструментами, позволяющими повысить мобильность, безопасность и производительность транспорта, и включают в себя множество аспектов для этой цели. Это касается информации, поступающей от транспортных средств, государственных и частных организаций, а также информации, получаемой от систем и информационных технологий, таких как камеры, радары и датчики скорости. Все это позволяет достичь интеллектуального управления перевозками, что является основной целью ITS.

Литература:

1. Изюмский А.А. Вычислительная техника и сети в отрасли : учебное пособие / А.А. Изюмский, С.Л. Надирян, И.С. Сенин; Кубанский государственный технологический университет. – Краснодар : Издательство ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2014. – 275 с.
2. Изюмский А.А. Системы автоматизации на автомобильном транспорте : учебное пособие / А.А. Изюмский, С.Л. Надирян; Кубанский государственный технологический университет. – Краснодар : Издательство ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2015. – 263 с.
3. 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.
4. Изюмский А.А. Внедрение автоматизированной системы транспортной логистики на автотранспортных предприятиях / А.А. Изюмский, С.Л. Надирян // Гуманитарные и социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 10.
5. Изюмский А.А. Применение сетевых технологий в транспортной отрасли для диспетчерского управления и сбор данных / А.А. Изюмский, С.Л. Надирян, И.С. Сенин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 54–56.
6. Интеллектуальные транспортные системы в автомобильно-дорожном комплексе / В.М. Приходько [и др.]; под общ. ред. В.М. Приходько; МАДИ. – М. : Мэйлер, 2011. – 487 с.

References:

1. Izyumskiy A.A. Computer equipment and networks in the industry : textbook / A.A. Izyumsky, S.L. Nadiryanyan, I.S. Senin; Kuban State Technological University. – Krasnodar : Publishing house of FGBOU VPO «KubGTU», 2014. – 275 p.

2. Izyumskiy A.A. Automation systems on motor transport: educational event / A.A. Izyumskiy, S.L. Nadiryayn; Kuban State Technological University theatre. – Krasnodar : FGBOU VPO Publishing House «KubGTU», 2015. – 263 p.

3. Izyumskiy A.A., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Simulation modeling application in the sphere of transport flows modeling // Science. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2016. – № 1. – P. 52–54.

4. Izyumskiy A.A. Introduction of the automated system of the transport logistics at the motor transport enterprises / A.A. Izyumskiy, S.L. Nadiryayn // Humanitarian and socio-economic and social sciences. – 2014. – № 10.

5. Izyumskiy A.A. Application of the network technologies in the transport branch for the dispatch control and data collection / A.A. Izyumskiy, S.L. Nadiryayn, I.S. Senin // Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2014. – № 1. – P. 54–56.

6. Intelligent transport systems in the motor road complex / V.M. Prikhodko [et al.]; under the common editorship of V.M. Prikhodko; MADI. – M. : Mailer, 2011. – 487 p.

УДК 656.13

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТРАНСПОРТНЫХ ПОТОКОВ (НА ПРИМЕРЕ ГОРОДА ЛАБИНСКА)

IMPROVING THE ENVIRONMENTAL SAFETY OF TRAFFIC FLOWS (FOR EXAMPLE THE CITY OF LABINSK)

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет
tan_kon@mail.ru

Скляр Ю.Ю.

Кубанский государственный
технологический университет
yuriy.s666@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена интенсивность движения транспортных средств на основных дорогах города Лабинска, транспортный поток на ул. Победы в 2014–2018 гг., проведено сравнение количества выбросов загрязняющих веществ при средней скорости потока $V = 35$ км/ч и $V = 55$ км/ч, предложены методы повышения экологической безопасности транспортных потоков.

Ключевые слова: экологическая безопасность, транспортный поток, загрязняющие вещества.

Konvalova T.V.

Kuban state technological university
tan_kon@mail.ru

Sklyarov Y.Y.

Kuban state technological university
yuriy.s666@mail.ru

Annotation. In article considers the intensity of traffic on the main roads of the city of Labinsk, traffic flow on Victory Street in 2014–2018, a comparison of the amount of emissions of pollutants at an average flow rate of 35 and 55 km/h, proposed methods to improve the environmental safety of traffic flows.

Keywords: ecological safety, traffic flow, pollutants.

Экологическая безопасность – совокупность действий, обеспечивающих экологический баланс в окружающей природной среде и хозяйственной деятельности человека, при условии, что нагрузка на природную среду не превышает ее способности к самовосстановлению.

Экологическая безопасность транспортных потоков – свойства транспортных средств, позволяющие уменьшать вред, наносимый участникам движения и окружающей среде в процессе эксплуатации.

Транспортные средства являются мощным источником химического (выброс колоссального количества ядовитых веществ), шумового и механического загрязнения окружающей среды. С постоянным увеличением парка транспортных средств появляется все большая необходимость в повышении экологической безопасности транспортных потоков, так как уровень вредного воздействия на окружающую среду возрастает.

Так как г. Лабинск развивается как экономически, так и культурно, то и загруженность основных дорог возрастает. Наиболее «активными» улицами являются: ул. Победы, ул. Мира, ул. Революционная и ул. Чернышевского.

На рисунке 1 можно схематично рассмотреть интенсивность движения транспортных средств на ул. Победы, ул. Мира, ул. Революционная и ул. Чернышевского в процентном соотношении.

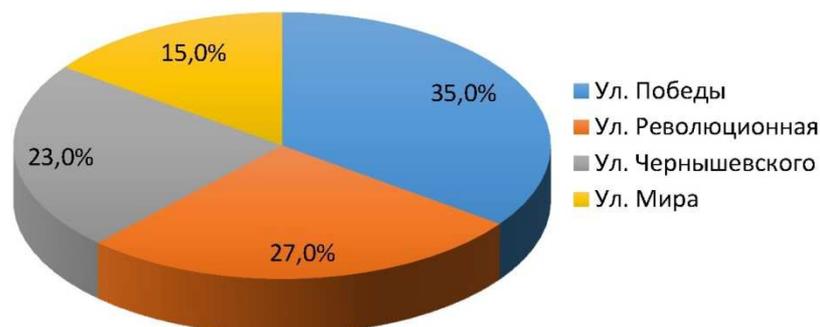


Рисунок 1 – Интенсивность движения транспортных средств на основных дорогах г. Лабинска

Как видно из рисунка 1 наиболее загруженной является улица Победы. Это обусловлено тем, что данная городская транспортная магистраль связывает основные транспортные путепроводы города Лабинска, через нее проходят как внутригородские маршруты следования автотранспорта, так и междугородние, а также данная улица является единственной разрешенной для движения грузового автотранспорта, направляющегося как на выезд из города, так и для движения в сторону «ООО Лабинский Элеватор» и «Лабинский маслоэкстракционный завод».

Транспортный поток на ул. Победы в 2014–2018 гг. представлен на рисунке 2.

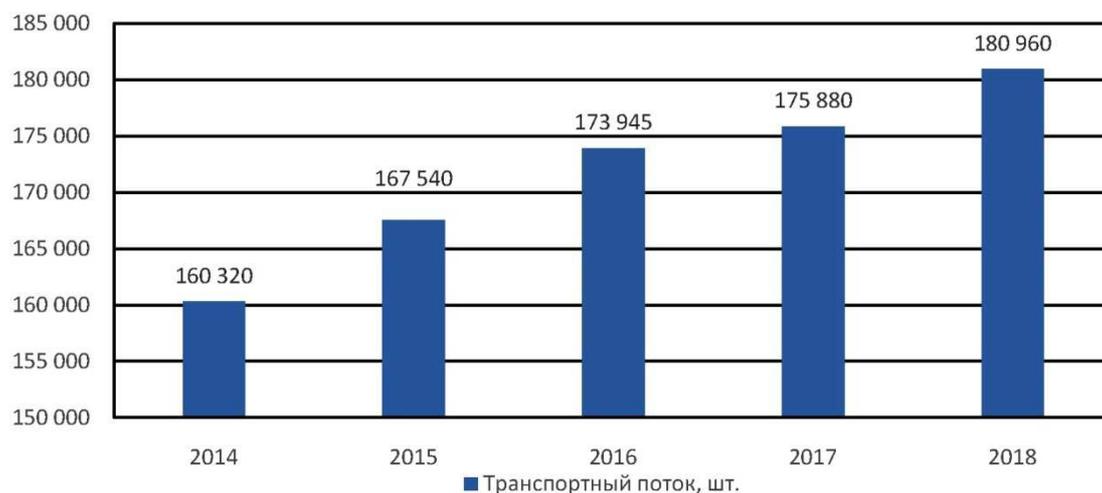


Рисунок 2 – Транспортный поток на ул. Победы в 2014–2018 гг.

С каждым годом транспортный поток на улице Победы увеличивается, а значит увеличивается и количество выбросов вредных веществ, к тому же, данная улица находится в густонаселенном районе, поэтому проблема экологической безопасности приобретает обостряющийся характер.

Сравнение количества выбросов основных загрязняющих веществ по разным видам транспорта при средней скорости потока $V = 35$ км/ч и $V = 55$ км/ч на улице Победы приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение выбросов загрязняющих веществ

| Вид транспорта, шт. | Загрязняющие вещества, кг/год | | | | | | | | | | | |
|---|---|-------|-----------------|-------|------|------|-----------------------------|------|------------------------------|-------|--------------|-------|
| | Оксид углерода CO | | Углеводороды CH | | Сажа | | Деокид серы SO ₂ | | Оксиды азота NO _x | | Формальдегид | |
| | Средняя скорость транспортного потока, км/ч | | | | | | | | | | | |
| | 35 | 55 | 35 | 55 | 35 | 55 | 35 | 55 | 35 | 55 | 35 | 55 |
| Легковые автомобили | 12954 | 5895 | 2576 | 1173 | 43,4 | 40,8 | 97 | 48,5 | 4906 | 4906 | 15,8 | 7,25 |
| Грузовые автомобили без учета грузового транспорта «ООО Лабинский Элеватор» | 25500 | 11602 | 20910 | 9542 | 1556 | 72,5 | 242 | 12,1 | 30090 | 30197 | 84 | 36,21 |
| Грузовые автомобили с учетом грузового транспорта «ООО Лабинский Элеватор» | 35065 | 15945 | 28815 | 13092 | 2149 | 979 | 325 | 143 | 41565 | 41491 | 107 | 47 |
| Автобусы | 4807 | 2193 | 3879 | 1785 | 250 | 12 | 37 | 12,7 | 5049 | 5049 | 13,5 | 13,5 |

Как видно из таблицы 1, при увеличении средней скорости автотранспорта на выбранном участке с 35 км/ч до 55 км/ч, количество выбросов загрязняющих веществ уменьшилось более, чем в два раза.

Исходя из вышеперечисленных выводов, были предложены следующие методы повышения экологической безопасности транспортных потоков на улице Победы:

- добавить еще одну полосу движения, вследствие чего средняя скорость транспортного потока увеличится до 55 км/ч и количество выбросов загрязняющих веществ уменьшится;
- установить единое время ограничения движения грузового транспорта, с 06:00 до 22:00 вне зависимости от дня недели и времени года, что существенно ограничит количество выбросов загрязняющих веществ;
- запретить проезд грузового транзитного транспорта через город с помощью знака «Движение грузовых автомобилей запрещено» и выделить для этого отдельную трассу, благодаря чему предотвратить блокировочные ситуации на дороге, пробки, вызванные высокогабаритными машинами и, следовательно, выброс загрязняющих веществ в окружающую среду ограничится.

Литература:

1. Автомобильные дороги: безопасность, экологические проблемы, экономика (российско-германский опыт) / под ред. В.Н. Луканина, К.-Х. Ленца. – М. : Логос, 2008. – 607 с.
2. Орнатский Н.П. Автомобильные дороги и охрана природы. – М. : Транспорт, 1982.
3. Экологическая безопасность транспортных потоков / А.Б. Дьяков, Ю.В. Игнатьев, Е.П. Коншин и др.; под ред. А.Б. Дьякова. – М. : Транспорт, 1989.
4. Клиновштейн Г.И., Афанасьев М.Б. Организация дорожного движения : учеб. для вузов. – М: Транспорт, 2001. – 5-е изд., перераб. и доп. – 247 с.
5. Показатели и нормы экологической безопасности автомобильной дороги : ОДН 218.5.016-2002.

References:

1. Motor roads: safety, environmental problems, economy (Russian-German experience) / edited by V.N. Lukanina, K.-H. Lents. – M. : Logos, 2008. – 607 p.
2. Ornatsky N.P. Automobile roads and nature protection. – M. : Transport, 1982.
3. Ecological safety of the transport flows / A.B. Dyakov, Yu.V. Ignatiev, E.P. Konshin et al.; edited by A.B. Dyakova. – M. : Transport, 1989.
4. Klinkovshtein G.I., Afanasiev M.B. Traffic management : training for higher education institutions. – M. : Transport, 2001. – 5th ed., redesigned and added. – 247 p.
5. Indicators and norms of ecological safety of the highway : ONE 218.5.016-2002.

УДК 656.073

К ВОПРОСУ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

ON THE ISSUE OF ENSURING THE RELIABILITY AND SAFETY OF THE TRANSPORT SYSTEM

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет

Кузьмина М.А.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян София Леоновна

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы обеспечения надежности и безопасности функционирования транспортной системы. Одним из важнейших признаков технологического процесса и цивилизованности любого государства является уровень развития транспортной системы. Потребность в высокоразвитой транспортной системе еще больше усиливается при интеграции России в мировое сообщество.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, перевозки, экономика, экспорт, транспортно-технологические системы, транспортная система.

Konovalova T.V.

Kuban state technological university

Kuzmina M.A.

Kuban state technological university

Nadiryan Sofia Levonovna

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article deals with the issues of ensuring the reliability and safety of the transport system. One of the most important signs of the technological process and civilization of any state is the level of development of the transport system. The need for a highly developed transport system is further enhanced by the integration of Russia into the world community.

Keywords: road transport, transportation, economy, export, transport and technological systems, transport system.

Одним из важнейших признаков технологического процесса и цивилизованности любого государства является уровень развития транспортной системы. Потребность в высокоразвитой транспортной системе еще больше усиливается при интеграции России в мировое сообщество.

На современном этапе развития экономики все большее значение приобретает надежное и безопасное функционирование транспортной системы страны [1, 2].

Концепция транспортной безопасности Российской Федерации – это системы взглядов на обеспечение безопасности личности, общества и государства от внешних и внутренних угроз в транспортной сфере. В концепции сформулированы важнейшие направления государственной политики России в данной сфере. Под транспортной безопасностью понимается состояние защищенности жизненно важных интересов личности, общества и государства в транспортной сфере.

В структуре национальных интересов РФ особое место занимают интересы национальной безопасности страны, составной частью которой являются интересы транспортной безопасности. Современный этап развития российского общества характеризуется возрастающей ролью транспортной системы, которая активно влияет на состояние экономической, политической, оборонной и других составляющих безопасности страны [3, 4].

От обеспечения транспортной безопасности существенным образом зависит национальная безопасность Российской Федерации и в ходе технического процесса данная зависимость возрастает.

Транспортная безопасность является крайне актуальной задачей как для России, так и для многих стран мира [5]. Это обусловлено целым рядом факторов, среди них можно выделить активизацией форм организованной преступности, диверсий на

транспорте, ростом числа аварий и других чрезвычайных ситуаций, которые в свою очередь возникают не только в ходе нарушения правил эксплуатации технических систем, но и высокой степенью износа и их техническим несовершенством [6, 7].

Транспортная безопасность призвана обеспечить:

- безопасные для жизни и здоровья условия проезда пассажиров;
- безопасность при перевозке грузов и багажа;
- безопасность функционирования и эксплуатации объектов и средств транспорта;
- экономическую, а также внешнеэкономическую безопасность;
- экологическую безопасность;
- информационную безопасность;
- пожарную безопасность и др.

Масштабный спектр причин природного, технического и социального характера обуславливает наличие широкого диапазона внутренних и внешних угроз, которые ослабляют транспортную безопасность страны.

Основными направлениями государственной транспортной политики в области обеспечения безопасности транспортной системы являются:

- проведение политики последовательного повышения уровня технической и технологической безопасности объектов транспортной инфраструктуры и транспортных средств;
- обеспечение защиты транспорта от актов незаконного вмешательства;
- обеспечение мобилизационной готовности транспорта.

Государственная политика в области обеспечения безопасности транспорта предусматривает формирование и контроль требований безопасности на всех видах объектов транспортной инфраструктуры и транспортных средств, а также создание нормативно-правовых условий и экономических методов стимулирования безальтернативного и полного их исполнения.

Проблема обеспечения безопасности дорожного движения не может быть решена без поддержки самых широких слоев населения, учета мнения общественности в процессе реализации управленческих решений, целевых программ и проектов. В этой работе важным этапом является систематическое измерение динамики общественного мнения, как состояния массового сознания водителей и пешеходов в процессе их взаимодействия с субъектами обеспечения безопасности дорожного движения и целенаправленное формирование средствами пропаганды позитивного правосознания.

Социологические исследования показывают, что одна треть опрошенных водителей ориентированы на строгое соблюдение правил дорожного движения и считают недопустимым слишком мягкие наказания за грубые нарушения. Вместе с тем, у 43 % еще недостаточно сформировались элементы правового поведения на дороге. Они готовы предпринять различные меры для того, чтобы избежать наказания за нарушение ПДД. Четвертая часть водителей считает возможным управление транспортным средством в состоянии алкогольного опьянения.

Пропагандистско-разъяснительная работа должна проводиться постоянно, начиная с детского (дошкольного) возраста и направлена, прежде всего, на привитие потенциальной опасности, связанной с возможными негативными последствиями событий в дорожном движении, формирование отрицательного отношения в обществе к нарушителям норм, правил и стандартов в сфере безопасности дорожного движения и нести в себе целевую установку воспитательного воздействия на формирование нравственно-правовых убеждений и потребностей в правосознании, необходимости выполнять правила дорожного движения и иных правовых норм. Необходимо во взаимодействии со средствами массовой информации (СМИ) различного уровня проводить специальные обучающие передачи с тематикой обеспечения безопасности дорожного движения и взаимоотношения с участниками дорожного движения реализуя идеи социального партнерства, оказания помощи, защиты прав и интересов. Опрос участников дорожного движения и анализ показывает на наметившиеся в этой части определенные положительные изменения. Большинство респондентов считают, что в деятельности ГИБДД в результате проводимых реформ произошли позитивные измене-

ния, более половины указали на то, что в условиях реформирования службы сотрудники ГИБДД стали защитниками их прав и интересов. Как показывает практика, прямое влияние на аварийность с участием детей и подростков оказывает влияние на повышение качества обучения детей в общеобразовательных учреждениях основам безопасного поведения на улицах и дорогах в рамках программы курса ОБЖ. В то же время во многих школах страны практикуется интегрированная форма преподавания указанного курса, не в полной мере обеспечивающая полноценное обучение детей младшего и среднего школьного возраста адекватному поведению в дорожных ситуациях. Одной из причин является недостаточный профессиональный уровень преподавания. Для повышения уровня работы, Министерством образования необходимо принять специальный нормативный документ, определяющий «Положение о порядке аттестации лиц преподающих правила дорожного движения» и утвердить положение по аккредитации методических центров по повышению квалификации педагогов. Особое внимание в профилактике детского дорожно-транспортного травматизма должно уделяться вопросам внеклассной работы со школьниками и их реализации родителями по данному направлению деятельности [8].

Предусматривается проведение последовательной политики повышения уровня технической и технологической безопасности объектов транспортной инфраструктуры и транспортных средств. При этом повышение требований по безопасности необходимо сочетать с повышением полноты и точности контроля за их выполнением, а также с повышением эффективности мер воздействия на нарушителей. В частности, планируется обеспечить адекватность применяемых санкций (наказаний) степени общественной опасности нарушений норм и правил безопасности.

Также предусматривается развитие средств и систем государственного надзора и контроля в сфере транспорта, создание единой государственной многоуровневой системы мониторинга и управления обеспечением безопасности на транспорте. При этом важное значение имеет оптимизация и развитие инфраструктуры контрольно-надзорных служб, а также совершенствование правовых основ и их функционирования.

Реализацию политики обеспечения безопасности на транспорте планируется соотнести с решением задач мобилизационного характера.

Планируется снижение аварийности благодаря внедрению технологии распознавания пешеходов и других препятствий. Разработка отечественной системы предусмотрена в рабочей версии нацпроекта «Безопасные и качественные автомобильные дороги». Использование технологий экстренного торможения уже обязательно в новых грузовиках и автобусах в Европе, с 2022 года аналогичная норма будет действовать для легковых машин в США.

Для борьбы с аварийностью на российских дорогах автомобили предлагают оснастить системами распознавания пешеходов. Это следует из обновленного нацпроекта «Безопасные и качественные автомобильные дороги».

До 2020 года в документе запланирована «разработка технологий, обеспечивающих обнаружение пешеходов, препятствий и других транспортных средств в условиях ограниченной видимости». Ответственным по этому пункту указан Минпромторг. Технологии распознавания основаны на применении сенсоров, таких как видеокамеры и СВЧ-радары. Сенсоры сканируют дорожную обстановку перед автомобилем и передают информацию об обнаруженных объектах в блок принятия решений. Если риск столкновения достаточно высок, водителю будет выдаваться уведомление. А при отсутствии реакции с его стороны автомобиль автоматически затормозит [9]. Это позволит избежать столкновения или уменьшить тяжесть его последствий.

Основными направлениями государственной транспортной политики в области повышения экологичности транспорта являются:

- обеспечение охраны окружающей среды и экологической безопасности транспорта;
- обеспечение энергоэффективности российской транспортной системы.

Основными факторами, влияющими на экологическое качество городской среды, являются: быстрый рост автомобильного парка и увеличение объемов международных автоперевозок, отставание в развитии дорожно-транспортной инфраструктуры,

недостатки в организации движения [1, 2], низкие экологические характеристики производимых в стране автомобилей, несоответствие качества используемого моторного топлива современным требованиям.

Как показывает отечественный и зарубежный опыт, к наиболее действенным мероприятиям, направленным на решение проблемы повышения экологичности транспортной инфраструктуры в городах, относятся следующие:

- проектирование и строительство магистралей скоростного и непрерывного движения, а также обходных магистралей вокруг всего города и его центральных районов для отвода транзитного транспорта;
- сооружение транспортных развязок в разных уровнях на пересечении городских магистралей с интенсивным автомобильным потоком;
- совершенствование организации дорожного движения;
- поэтапный переход транспорта на альтернативные виды топлива;
- обеспечение приоритетного развития общественного транспорта по сравнению с индивидуальным;
- создание автоматизированной системы контроля качества атмосферного воздуха;
- установление жестких экологических ограничений на транспортное загрязнение и введение ответственности за их нарушение.

Следует выделить три основные группы мероприятий по снижению негативного воздействия транспортной инфраструктуры на окружающую среду: конструктивно-технические, организационно-административные и планировочно-градостроительные.

К конструктивно-техническим мероприятиям относятся решения, закладываемые в проекты конструкции транспортных средств и технологических узлов с целью снижения токсичности выбросов и оздоровления воздушной среды. Мероприятия данной группы наиболее многочисленны и включают следующие направления деятельности: совершенствование существующих и создание принципиально новых двигателей с целью снижения их влияния на окружающую среду (уменьшение объемов вредных выбросов, шума, электромагнитных воздействий); обеспечение качественной диагностики и ремонта автомобилей; улучшение качества топлива за счет присадок; разработку новых экологичных видов транспорта (экобусов, электромобилей и т.д.); переход на более чистое топливо и нетрадиционные виды энергии; использование защитных конструкций (строительство экранов, стенок, обваловывание магистралей и т.д.); очистку моченных вод; регенерацию использованных нефтепродуктов и др.

Организационно-административные мероприятия направлены на совершенствование нормативно-правовой базы в области охраны окружающей среды, повышение эффективности административных и экономических мер к конкретным природопользователям, а также на регулирование развития элементов транспортной инфраструктуры в структуре городской среды. К числу основных мероприятий данной группы относятся: разработка нормативно-правовых актов по вопросам охраны окружающей среды; реализация комплексной схемы организации движения транспортных потоков в городе; создание приоритета общественного транспорта перед индивидуальным за счет повышения его привлекательности; введение мер по ограничению доступа автомобилей в центральные районы; установление жестких экологических ограничений на транспортное загрязнение и введение штрафов и других экономических санкций за нарушение правил и норм охраны окружающей среды.

Мероприятия планировочно-градостроительного характера сводятся к рациональной организации улично-дорожной сети, способствующей минимизации негативного воздействия дорожно-транспортного комплекса на окружающую среду. К ним относятся: функциональное зонирование городов с формированием определенной транспортной политики в пределах каждой из зон; дифференциация улично-дорожной сети в зависимости от задач, стоящих перед каждым из ее элементов, и экологической обстановки в соответствующем районе; проектирование и строительство скоростных магистралей; строительство объездных дорог для разгрузки центральных районов; организация работ по благоустройству придорожного пространства; создание многочисленных пешеходных зон; использование новых видов транспортных средств для обслужи-

вания передвижений людей в пределах различных функциональных зон; широкое использование подземного и надземного пространства для движения и обслуживания транспорта.

Для ряда крупных городов эффективным решением транспортных проблем является пользование в качестве каркаса градостроительной структуры обходного распределительного кольца, перехватывающего все подходящие к городу дороги и перераспределяющего их на хордовые направления.

Важными представляются градостроительные решения, направленные на обеспечение экономии территории города за счет использования надземного и подземного пространства для строительства транспортных развязок, пешеходных переходов, гаражей, станций технического обслуживания и т.д. Одновременно решаются и задачи снижения загазованности воздуха, уровня шума, очистки сточных вод, регенерации нефтепродуктов.

В современных условиях достичь реально ощутимого эффекта в сохранении и улучшении стояния окружающей среды возможно только при комплексном использовании перечисленных выше направлений деятельности.

Литература:

1. Экологическая безопасность транспортных потоков / А.Б. Дьяков, Ю.В. Игнатьев, Е.П. Коншиц и др.; под ред. А.Б. Дьякова. – М. : Транспорт, 1989. – 128 с.
2. Экологически чистый городской автомобиль с гибридной силовой установкой (комплексный проект) : Отчет о научно-исследовательской работе, выполненной в соответствии с научно-технической программой Минобразования РФ «Научные исследования высшей школы в области транспорта». Код НИР: 05.03.01.31/ Ижевский государственный технический университет; Руководитель работы В.А. Умняшкин. – Ижевск : ИжГТУ, 2000. – 118 с.
3. Гордиенко К.С., Никонова Я.И. Развитие транспортной инфраструктуры Российской Федерации.
4. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Пути повышения эффективности системы обеспечения безопасности движения на автомобильном транспорте // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 4. – С. 431–441.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Влияние транспортной безопасности на экономические показатели работы автомобильного транспорта / сборник: Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса. – 2013. – С. 183–185.
6. Коновалова Т.В. Экономика дорожного движения : учебное пособие (Издание второе, переработанное и дополненное). – Издательский Дом – Юг, 2013. – 156 с.
7. Коновалова Т.В., Макаренко В.П. Проблемы и перспективы развития транспортной инфраструктуры и транспортных средств в России // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 148–150.
8. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Транспортная инфраструктура : учебное пособие. – Кубанский государственный технологический университет, 2013. – 264 с.
9. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Транспортная планировка городов : учебное пособие. – Кубанский государственный технологический университет, 2016. – 207 с.

References:

1. Ecological safety of the transport flows (in Russian) / A.B. Dyakov, Yu.V. Ignatyev, E.P. Konshits et al.; edited by A.B. Dyakova. – M. : Transport, 1989. – 128 p.
2. Eco-friendly city car with hybrid power plant (complex project) : Report on research work performed in accordance with the scientific and technical program of the Ministry of Education of the Russian Federation «Scientific research of higher education in the field of transport». Research code: 05.03.01.31/ Izhevsk State Technical University Theatre; Head of Work V.A. Umnyashkin. – Izhevsk : IzhGTU, 2000. – 118 p.
3. Gordienko K.S., Nikonova Y.I. Development of transport infrastructure of the Russian Federation.
4. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Ways to improve the efficiency of the system of traffic safety on motor transport // Research papers of the Kuban State University of Technology. – 2015. – № 4. – P. 431–441.
5. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Influence of transport safety on economic performance of motor transport / collection: Prospects of development and safety of motor transport complex. – 2013. – P. 183–185.

6. Konovalova T.V. Road traffic economics : textbook (edition of the second and third edition, revised and supplemented). – Publishing House – South, 2013. – 156 p.

7. Konovalova T.V., Makarenko V.P. Problems and prospects of development of transport infrastructure and vehicles in Russia // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2016. – № 2. – P. 148–150.

8. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Transport infrastructure : a manual. – Kuban State Technological University, 2013. – 264 p.

9. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Transport layout of cities : educational posobie. – Kuban State Technological University, 2016. – 207 p.

УДК 656.073

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТУПНОСТИ ТРАНСПОРТНЫХ УСЛУГ ДЛЯ НАСЕЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ г. КРАСНОДАРА

INCREASING THE AVAILABILITY OF TRANSPORT SERVICES FOR THE POPULATION ON THE EXAMPLE OF KRASNODAR

Кузьмина М.А.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян София Леоновна

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Миронова Ю.П.

Кубанский государственный
технологический университет

Миронова М.П.

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы повышения доступности транспортных услуг для населения на примере г.Краснодара. Важную роль в социально-экономическом развитии Российской Федерации занимает транспорт, который обеспечивает условия экономического роста и повышает конкурентоспособность национальной экономики за счет качества предоставляемых услуг.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, перевозки, экономика, экспорт, транспортные услуги, общественный транспорт.

Kuzmina M.A.

Kuban state technological university

Nadiryan Sofia Levonovna

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Mironova Y.P.

Kuban state technological university

Mironova M.P.

Kuban state technological university

Annotation. The article deals with the issues of increasing the availability of transport services for the population on the example of Krasnodar. Transport plays an important role in the socio-economic development of the Russian Federation, which provides conditions for economic growth and increases the competitiveness of the national economy through the quality of services provided.

Keywords: road transport, transportation, economy, export, transport services, public transport.

Важную роль в социально-экономическом развитии Российской Федерации занимает транспорт, который обеспечивает условия экономического роста и повышает конкурентоспособность национальной экономики за счет качества предоставляемых услуг.

Технологическая, стоимостная и географическая доступность транспортных услуг определяет территориальное развитие экономических связей и возможность удовлетворения потребностей социальной сферы как внутри страны, так и за ее пределами.

Важнейшим видом транспорта в условиях современных ритмов жизни крупных городов является городской пассажирский общественный транспорт.

Особенностью муниципального образования город Краснодар является высокий уровень взаимной интегрированности со всем Краснодарским краем и особенно с Республикой Адыгея [1]. Согласно данным Краснодарстата общая протяженность автомобильных дорог в Краснодарском крае составляет 30,4 тыс. км, из них 1650 км автомобильных проходят в городе Краснодар, при этом с основных направлений ежедневно в город въезжают порядка 100–120 тысяч автомобилей, которые принадлежат жителям близлежащих посёлков и станиц, работающим в городе.

Таким образом, наибольшая концентрация автотранспорта наблюдается на основных магистральных улицах города Краснодар, при этом коэффициент загрузки всех автомобильных дорог превышает предельный нормативный коэффициент, обеспечивающий беспрепятственное и непрерывное движение по автомобильным дорогам транспортных средств, в 2,5 раза.

Согласно данным Краснодарстата на 1 июля 2018 года в Краснодаре насчитывалось 332,8 тыс. легковых автомобилей и по данному показателю город занимает 8 место в России после Москвы, Санкт-Петербурга, Екатеринбурга и других городов-мегаполисов.

Согласно статистическим данным, представленным на рисунке 1, в Краснодарском крае за 2017 год было перевезено 2696,4 тыс. человек, что значительно меньше чем в 2016 году.

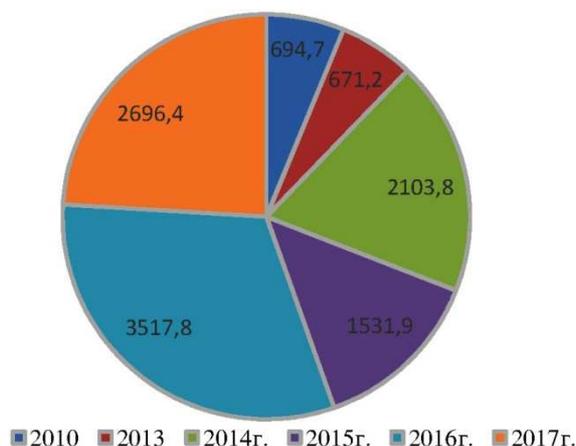


Рисунок 1 - Количество перевезенных пассажиров транспортом общего пользования, тыс.чел.

Как видно из анализа, в период 2010–2016 год можно наблюдать стабильный спад использования транспорта общего пользования [1]. Это снижение может быть связано с рядом причин, таких как:

- постоянный рост числа автомобилей в собственности у граждан;
- переход на персонифицированный учет единых социальных проездных билетов.

При довольно быстром росте таких городов как Краснодар и их агломераций, ускоренном росте их автомобилизации и недостаточно развитой улично-дорожной сети и транспортной инфраструктуры в целом, привело к необходимости повышения доступности транспортных услуг для населения [2, 3].

Для достижения данной цели на государственном уровне была разработана и принята «Транспортная стратегия Российской Федерации до 2030 года», ее основными задачами, связанными с повышением доступности транспортных услуг для населения, являются следующие:

- планирование развития пассажирских транспортных систем и подвижного состава на основе прогноза социально-экономического развития страны и ее транспортно-экономического баланса;
- создание муниципальных транспортных программ и механизмов их реализации;
- развитие пассажирских перевозок на социально значимых маршрутах;
- разработка модели конкурентоспособного рынка доступных и качественных транспортных услуг;
- внедрение ИТС, основанных на современных информационных технологиях, в системах городского, пригородного транспорта и транспорта местного значения;
- совершенствование допуска коммерческих лиц к осуществлению пассажирских перевозок;
- развитие мультимодальных схем пассажирских перевозок в региональном, межрегиональном и международном сообщении и др.

Так для решения основных задач, представленных в Транспортной стратегии РФ до 2030 г., на муниципальном уровне была разработана муниципальная программа «Развитие транспортной системы в границах муниципального образования город Краснодар», которая предусматривает следующие направления транспортной полити-

ки в области повышения конкурентоспособности, доступности и качества пассажирских перевозок:

- повышение мобильности населения за счёт приоритетного комплексного развития всех систем транспорта общего пользования;
- расширение эффективного радиуса социально-экономической активности вокруг городских агломераций за счёт развития скоростного транспорта;
- создание рынка конкурентоспособных, доступных и качественных пассажирских перевозок;
- обеспечение социально значимых пассажирских перевозок.

Повышение мобильности населения города Краснодар планируется обеспечить за счёт приоритетного комплексного развития всех систем общественного транспорта [4]. Это касается развития инфраструктуры и систем общественного транспорта в городах и городских агломерациях, а также на транспортных направлениях, связывающих между собой основные центры социально-экономического развития.

Наряду с развитием общественного транспорта необходима реализация мер, направленных на повышение его привлекательности по сравнению с личным автомобилем, в том числе путём регулирования условий доступа, движения и парковки личного автотранспорта на наиболее загруженных улицах муниципального образования город Краснодар, на которых транспортная проблема стоит особенно остро [5].

В целях создания возможности для комфортного передвижения пешеходов, средств общественного транспорта и автомобилей на территории города Краснодара реализуется проект по созданию платного парковочного пространства основными задачами которого являются:

- снижение количества нарушений правил парковки на улично-дорожной сети;
- повышение скорости движения в зонах платной парковки;
- увеличение оборачиваемости парковочных мест;
- сокращение потоков личного автотранспорта, въезжающего в пределы платной зоны и стимулирование использования альтернативных видов транспорта.

В рамках данного проекта на 2018 год в Краснодаре уже созданы 142 платные муниципальные парковки, которые вмещают 5221 машину. В ближайшие два года число машиномест на парковках планируется довести до 8 тысяч. Основная часть платных парковочных мест будет создана в центре города Краснодара.

В 2018 году в целях обеспечения доступности транспортных услуг для населения в рамках муниципальной программы планируется организовать работу 12 муниципальных автобусных маршрутов регулярных перевозок по регулируемым тарифам. При определении статуса указанных маршрутов в первую очередь будет отдаваться приоритет маршрутам, обслуживаемым автобусами большой вместимости, а также отсутствие альтернативных маршрутов регулярных перевозок.

Одна из проблем, которую планируется решить является поэтапное обновление морально и технически устаревшего парка общественного транспорта.

На сегодняшний день обслуживание муниципальных городских маршрутов регулярного сообщения муниципального образования город Краснодар осуществляется 1140 автобусами, из которых 200 автобусов эксплуатируются за пределами срока амортизации, что увеличивает вероятность выхода из строя узлов и агрегатов в процессе их дальнейшей эксплуатации и приводит к дополнительным расходам на их обслуживание. Стоимость одного автобуса большой вместимости в среднем составляет 8,5 млн рублей. Из-за высокой стоимости автобусов перевозчику сложно обеспечить обновление подвижного состава, соответствующего требованиям действующего законодательства, за счёт собственных средств. Поэтому в рамках программы «Развитие транспортной системы муниципального образования город Краснодар» осуществляются мероприятия по предоставлению субсидий в целях финансового обеспечения оплаты части затрат по лизинговым платежам по договорам финансовой аренды (лизинга), заключённым для приобретения автобусов большой вместимости, направлена на оказание мер государственной поддержки.

Все это позволит создать условия для повышения эффективности работы рынка транспортных услуг, а также позволит повысить доступность транспортных услуг для населения.

Литература:

1. Об утверждении Транспортной стратегии Российской Федерации на период до 2030 года : Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22 ноября 2008 года № 1734-р.
2. Об утверждении муниципальной программы муниципального образования город Краснодар «Развитие транспортной системы в границах муниципального образования город Краснодар» : Постановление от 15 сентября 2017 года N 4158 (с изменениями на 12 сентября 2018 года).
3. Алимova А.И. [и др.]. Повышение доступности транспортных услуг для населения.
4. Коновалова Т.В. [и др.]. Исследование рынка перевозок по заказам в регионе / Международная научно-практическая конференция «архитектура, строительство, транспорт» (к 85-летию ФГБОУ ВПО «СИБАДИ»); сборник научных трудов № 8 кафедры «Организация перевозок и управление на транспорте». ФГБОУ ВПО «СибАДИ», Кафедра «ОПиУТ»; Ответственный за выпуск Е. Е. Витвицкий. – 2015.
5. Коновалова Т.В. [и др.]. Проблемы взаимодействия различных видов пассажирского транспорта в городе // Научные труды кубанского государственного технологического университета.

References:

1. Approval of the Transport Strategy of the Russian Federation for the period up to 2030 : Order of the Government of the Russian Federation of November 22, 2008, № 1734-r.
2. On approval of the municipal program of the municipality of Krasnodar «Development of transport system within the boundaries of the municipality of Krasnodar» : Resolution of September 15, 2017 № 4158 (as amended on September 12, 2018).
3. Alimova A.I. [et al.]. Increasing the accessibility of transport services for the population.
4. Konovalova T.V. [et al.]. Research of the transport market by order in the region / International scientific-practical conference «Architecture, construction, transport» (to the 85th anniversary of FGBOU VPO «SIBADI»); collection of scientific papers № 8 of the department «Organization of transport and transport management». FGBOU VPO «SibADI», Department «OPiUT»; Responsible for the issue of E. E. Vitvitsky. – 2015.
5. Konovalova T.V. [et al.]. Problems of interaction of different types of passenger transport in the city // Research papers of the Kuban State Technological University.

УДК 528.3

СОВРЕМЕННЫЕ АСТРОНОМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АЗИМУТА, ШИРОТЫ И ДОЛГОТЫ

MODERN ASTRONOMICAL METHODS FOR DETERMINING AZIMUTH, LATITUDE AND LONGITUDE

Романова Татьяна Андреевна
старший преподаватель,
Кубанского государственного
технологического университета
t_gura@mail.ru

Лобзин Владислав Аркадьевич
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
Krio.master@mail.ru

Костюченко Илья Сергеевич
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
Kost7980@mail.ru

Акопян Георгий Тариелович
лаборант-исследователь,
Кубанского государственного
технологического университета
George00023@yandex.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрено определение систем координат с помощью астрономического метода. Представлена разница между системами координат и для чего предназначен астрономический метод. Также современные методы нахождения астрономических величин.

Ключевые слова: Астрономический метод, астрономический азимут, астрономическая широта, астрономическая долгота, астрономический меридиан, хронометр, Полярная звезда.

Romanova Tatyana Andreevna
Senior Lecturer,
Kuban State Technological University
t_gura@mail.ru

Lobzin Vladislav Arkadievich
Student,
Kuban state technological University
Krio.master@mail.ru

Kostyuchenko Ilya Sergeevich
Student,
Kuban state technological University
Kost7980@mail.ru

Akopyan Georgiy Tarielovich
Laboratory assistant – researcher of
the cadastre and geoengineering department
Kuban State Technological University
George00023@yandex.ru

Annotation. This article describes the definition of coordinate systems using the astronomical method. The difference between the coordinate systems and what the astronomical method is intended for is presented. Also modern methods of finding astronomical quantities.

Keywords: Method astronomical, astronomical azimuth, an astronomical latitude, astronomical longitude, astronomical Meridian, the chronometer, the North star.

Введение

По причине результатов астрономо-гравиметрического нивелирования, вычисления точности гравиметрического редуцирования (неточного), а ещё расстояний между астропунктами в горных и аномальных зонах, в результате можем получить ошибки, что и становится причиной невязок в высотах квазигеоида (измерения должны иметь сантиметровую точность).

Именно поэтому для более высокой точности могут использовать точность астрономических определений, которая является составной частью астромо-геодезического и астромо-гравиметрического нивелирования. Также при повышении точности координат и азимутов могут пригодиться при геодинамических исследованиях и вычислениях направления силы тяжести на Земле [1].

Основная часть

Существует несколько методик нахождения астрономических координат и азимутов.

В теории существует определение астрономических азимутов, широты и долготы наземного пункта земного предмета при помощи спутниковых систем GPS-GLONASS, которые на данный момент существуют 2 системы. Это Российский Глонасс – Глобальная Навигационная Система и американская система NAVSTAR – Navigation System with Timing and Ranging, также известно, что планируется создание европейской системы Galileo [2, 6].

Это открывает великолепную возможность получить астрономические определения азимутов, долготы и широты путём относительных спутниковых измерений. Они в отличие от традиционных методов гораздо точнее (превышает в 2–3 раза).

Повышение точности астрономических величин можно достигнуть только с помощью двух факторов:

- создание обновленной базы наземных данных в виде локального гравитационного поля Земли (ГПЗ) на основе совместной математической обработки;
- ослабление рефракции приземного слоя атмосферы в спутниковых измерениях [3];

Определение астрономических азимутов, долготы и широты по наблюдениям ярких небесных тел.

Есть ещё способ нахождения астрономических определений путём наблюдения направлений на яркие светила (звёзды или планеты) [4].

При определении азимута направляются на такое яркое светило, как Полярная звезда. Она хорошо видно на небе и легко можно узнать её расположение. Склонение звезды составляет 89° , а это значит, что оно находится около полюса Мира и её высота равна географической широте, а её направление меридиана находится по направлению на полюс. При грубом нахождении широты хватит того, что можно просто измерить высоту Полярной звезды, а для азимута хватит горизонтального угла между предметом и Полярной звездой. Это всё можно уточнить способом введения поправок за невязку положения полюса с Полярной звездой.

При наблюдениях пользуются теодолитами или тахеометрами и устройствами приёма сигналов точного времени, такие как хронометры (часы). Проще использовать тахеометр, так как его программное обеспечение можно превратить этот прибор в мини-компьютер, который способен быстро и точно вычислить нужное направление [9, 10].

При определении нахождения широты используется прохождение светила через меридиан земной точки в нужный момент. $NQZSZ0$ – меридиан места наблюдений, L – светило при прохождении через меридиан. На рисунке 1, используя приведенные обозначения можно получить формулу:

$$\varphi = b + (90 - h),$$

где φ – нужная широта пункта, h – высота из полученных измерений, b – склонение светила.

Склонение светила между Q и Z получаем:

$$\varphi = b - (90 - h).$$

При определении долготы надо вычислить разности долгот данного земного предмета (пункта) и пункта в Гринвиче. Разность двух долгот, равен разности местных одноимённых времён в один нужный момент. И это всё приводится к вычислению местного времени и гринвичского в один и тот же момент.

Местное время вычисляется по астрономическим наблюдениям, однако гринвичский при помощи приёма определённых радиосигналов, передаваемых заранее.

Для вычисления нужно сравнить показания хронометра и в соответствии подачи радиосигнала, с гринвичским временем и её подачей сигнала.

При себе наблюдатель должен иметь хронометр (часы) и показания. Так как показания не точны по местному времени, нужны поправки хронометра, которые вычисляются по астрономическим наблюдениям [5, 7].

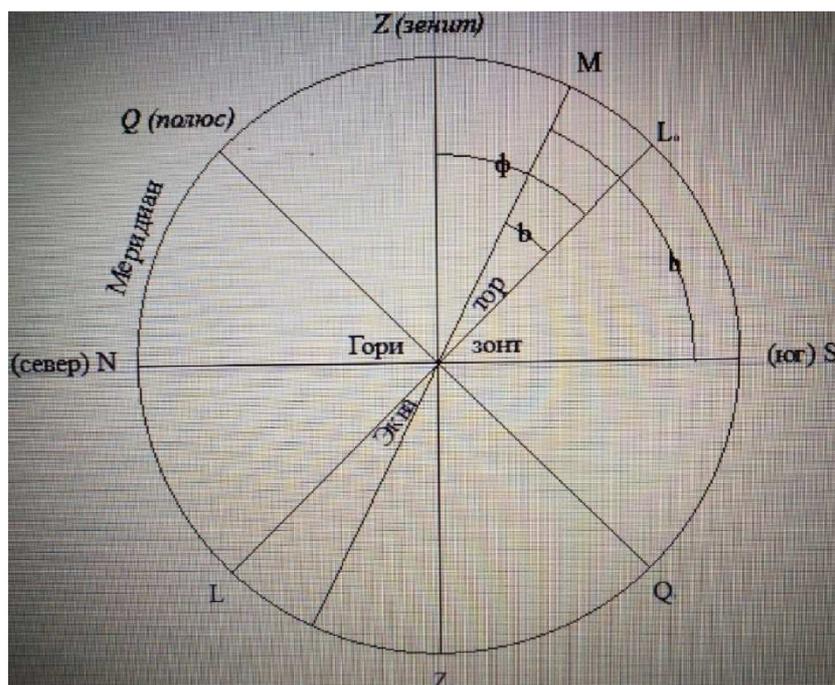


Рисунок 1 – Меридиан места наблюдений

Вывод

Подводя итоги, можно сделать заключение, что при нахождении астрономических азимутов, долготы и широты можно найти их географическое расположение с помощью современных методов, так как ими проще и удобно пользоваться, чем с традиционными способами.

Благодаря информации мы поняли, как можно вычислять современными способами астрономические азимуты и координаты данных точек, их назначение и разница между другими системами координат.

Литература:

1. Глазунов А.С. О повышении точности полевых астрономических определений // Гео-Сибирь. – 2005. – Т. 2. – С. 78–82.
2. Желтко Ч.Н. [и др.]. Учебная геодезическая практика // ФГБОУ ВПО «КубГТУ»; каф. кадастра и геоинженерии. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 104 с.
3. Сурнин Ю.В. Теоретическое обоснование методики определения астрономических координат и азимутов точек на физической поверхности Земли по спутниковым и наземным измерениям. – 2005. – № 10. – С. 3–8.
4. Сурнин Ю.В., Голдобин Д.Н. Определение астрономических координат и азимутов земных предметов по наблюдениям ярких небесных тел. – 2003. – № 8. – С. 3–7.
5. Закатов П.С., Багратуни Г.В., Величко В.А. Инженерная геодезия. – М. : Недра, 1976. – перераб. и доп. – 582 с.
6. Миловашская Т.Н., Миловашский В.В. Лабораторный практикум по инженерной геодезии. – М. : Недра, 2016. – 120 с.
7. Левчук Г.П. Курс инженерной геодезии. – М. : Недра, 1970. – 408 с.
8. Гура Д.А. [и др.]. Основы спутниковой навигации // Молодой ученый. – 2016. – № 28 (132). – С. 64–70.
9. Грибкова И.С., Осенняя А.В., Грибкова Л.А. Использование дистанционных технологий при проведении профессиональной переподготовки в области кадастровой деятельности / сборник статей. – 2018. – С. 224–226.
10. Калинин В.А., Грибкова Л.А. Изучение тахеометра: от простого к сложному // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 231–234.

References:

1. Glazunov A.S. About the field astronomical definitions accuracy increase // Geo-Siberia. – 2005. – Vol. 2. – P. 78–82.

2. Zheltko Ch.N. [et al.]. Educational geodetic practice // FGBOU VPO «KubGTU»; каф. of cadastre and geo-engineering. – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 104 p.
3. Surnin Yu.V. Theoretical substantiation of the method of determination of the astronomical coordinates and the points azimuths on the physical surface of the Earth by the satellite and ground measurements. – 2005. – № 10. – P. 3–8.
4. Surnin Yu.V., Goldobin D.N. Determination of astronomical coordinates and azimuths of earth objects from observations of bright celestial bodies. – 2003. – № 8. – P. 3–7.
5. Zakatov P.S., Bagratuni G.V., Velichko V.A. Engineering geodesy. – M. : Nedra, 1976. – Refining and additional processing. – 582 p.
6. Milovashskaya T.N., Milovashsky V.V. Laboratory workshop on geodetic engineering. – M. : Nedra, 2016. – 120 p.
7. Levchuk G.P. Engineering geodesy course. – M. : Nedra, 1970. – 408 p.
8. Gura D.A. [et al.]. Fundamentals of satellite navigation // Young scientist. – 2016. – № 28 (132). – P. 64–70.
9. Gribkova I.S., Autumn A.V., Gribkova L.A. Use of the remote technologies during the professional retraining in the field of cadastral activity / collection of articles. – 2018. – P. 224–226.
10. Kalinin V.A., Gribkova L.A. Study of the total station: from simple to complex // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2018. – № 2. – P. 231–234.

УДК 528.4

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОДЕЗИЧЕСКИЕ ИЗЫСКАНИЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СООРУЖЕНИЙ ЛИНЕЙНОГО ТИПА

ENGINEERING – GEODETIC FOR DESIGNING LINEAR TYPE STRUCTURES

Петренко Денис Васильевич

ассистент,
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
d.petrnkov93@mail.ru

Петров Никита Сергеевич

студент,
Института строительства
и транспортной инфраструктуры,
Кубанский государственный
технологический университет.
petrow.sedrt.2000@mail.ru

Акопян Георгий Тариелович

Лаборант-исследователь
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
Georg00023@yandex.ru

Аннотация. Любому строительству в современном мире предшествуют инженерно-геодезические изыскания – комплекс различных исследований участка и отдельных различных объектов предполагаемого строительства, с целью получения данных, необходимых для решения многих задач на стадии проектирования, строительства и эксплуатации объектов различного назначения. Такие геодезические работы являются основой проектирования при возведении любого объекта. В результате инженерно-геодезических изысканий составляют топографические планы и профили, составляют проекты основы, точность и положение пунктов которой обеспечат существование данных проектов в натуре, обеспечивается строительство в соответствии с их расположением на местности и эксплуатация [1, 3].

Ключевые слова: геодезические работы, изыскания, проектирование, эксплуатация, топографический план, линейные сооружения, трасса, нивелирование, теодолитный ход, пикет, рейка, пикетажный журнал.

Petrenkov Denis Vasilievich

Assistant, Department of Cadastre and
Geo-engineering,
Kuban State Technological University
d.petrnkov93@mail.ru

Petrov Nikita Sergeevich

Student
of the Institute of Construction
and Transport Infrastructure,
Kuban State Technological University
petrow.sedrt.2000@mail.ru

Akopyan Georgiy Tarielovich

Laboratory assistant –
researcher of the cadastre
and geoen지니어ing department,
Kuban State Technological University
Georg00023@yandex.ru

Annotation. Any construction in the modern world is preceded by geodetic work – a complex of various studies of the site of the proposed construction in order to obtain the data necessary to solve problems at the design stage, construction, technical research and operation of objects of various purposes. Such geodetic works are the basis of the design during the construction of any object. As a result of engineering and geodetic surveys, topographic plans and profiles are compiled, a draft of the base is drawn up, the accuracy and position of the points of which will ensure the existence in nature, the provision of construction in accordance with their location on the ground and operation [1, 3].

Keywords: geodetic works, surveys, design, operation, topographic plan, linear structures, route, leveling, traverse, picket, rake, station magazine.

Практически при любом строительстве выполняются инженерно-геодезические изыскания. Инженерно-геодезические изыскания при строительстве сооружений линейного типа проводят для того, чтобы получить все необходимые данные для решения задачи с проектированием, строительством и эксплуатацией объектов данного типа. Потребность в сооружениях линейного типа необходима при постройке дороги, канала или линии электропередач. Основным элементом является трассирование. Трассирование – комплекс геодезических работ, отвечающих техническим условиям строительства, по прокладке, разбивке и закреплению трассы [2, 13].

Основные параметры при трассировании линейных сооружений [11]:

- величина углов поворота;
- минимальное значение радиусов кривых;
- длина прямых;
- величина продольных уклонов;

- радиус вертикальной кривой;
- минимальное значение длины элементов профиля;
- высота отдельных точек.

Геодезические работы при съемке и нивелировке трасс линейных сооружений выполняются в следующем порядке

1. Закрепление и вынос на местность трассы.

Утвержденный вариант трассы выносится и утверждается на местности с помощью теодолитного хода. После выноса вычисляют стороны и углы хода.

Варианты привязки начала, конца и середины трассы: полярный способ, теодолитный ход, различные виды засечек. Для долговременного закрепления точек используют ориентирные столбы. При большом расстоянии между точками створ линий можно закреплять вехами [2].

2. Прокладка плюсов, закрепление промежуточных плюсов.

По сторонам теодолитного хода через каждые 100 метров отмечают точки – пикеты. Закрепляют их кольями, а обозначают сторожками, на которых пишут номера. Начало трассы всегда обозначают пикетом ноль.

При разбивке пикетов на наклонной местности вводится поправка за наклон (всегда со знаком +) [7]. В местах изгиба рельефа между пикетами берутся плюсовые точки, которые закрепляют колышками и обозначают расстояние от заднего пикета. Крайний, не 100 метровый, отрезок на трассе будет называться рубленным.

3. Разбивка поперечных профилей для проектирования трассы. Съёмка контуров местности с занесением в пикетажный журнал.

Все данные по разбивке заносят в пикетажный журнал - основной полевой документ, в котором отражаются результаты разбивки трассы и съёмки полосы вдоль трассы. Его используют при обработке профиля трассы и изготавливают на миллиметровой бумаге.

Основные пункты пикетажного журнала (рис. 1) [4]:

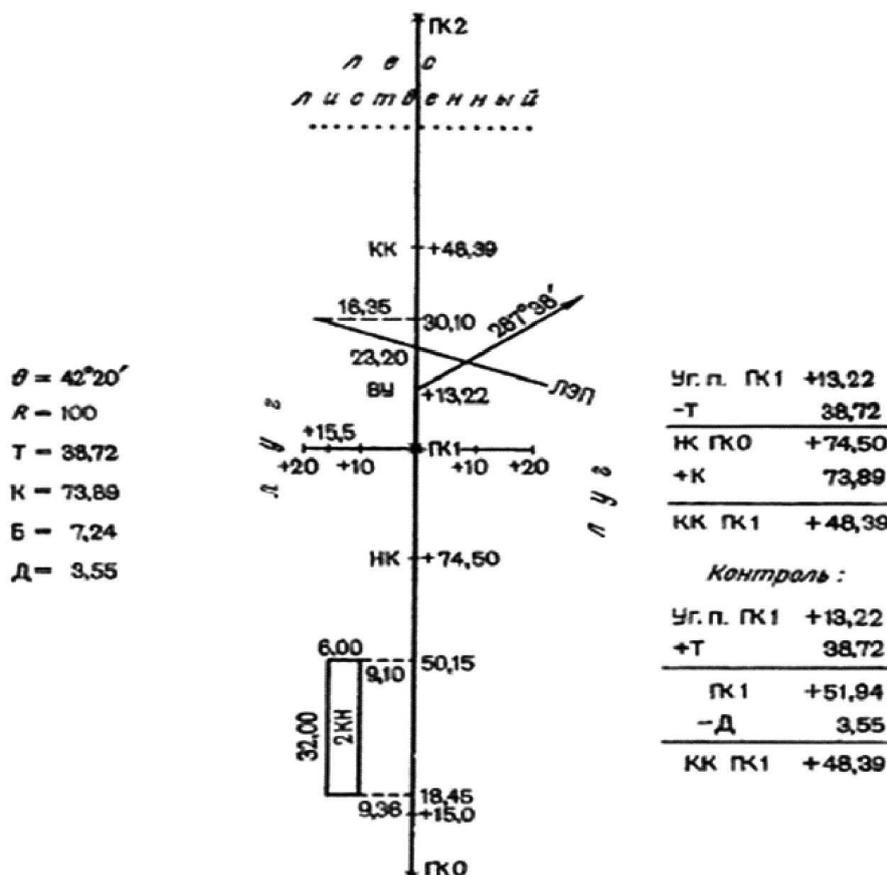


Рисунок 1 – Пример пикетажного журнала

- посередине страницы проводят утолщенную линию, обозначающую ось трассы;
- через каждые 5 сантиметров проводят поперечные черточки, а справа подписывают номера пикетов;
- контуры местности привязывают к трассе способом прямоугольных координат. На линиях до объектов подписывают расстояние в метрах. Обозначают объекты съемки условными знаками;
- измеряют дирекционный угол или румб первого прямого участка трассы;
- по дирекционному углу и радиусу трасы находят биссектрису, домер, тангенс, кривую.

Поперечные отрезки нужны для оценки характеристики рельефа отдельных участков. Точки перелома рельефа по поперечнику, а также его концы закрепляются колышками. Длина поперечников до 100 метров.

4. Измерение углов поворота трассы, разбивка и закрепление главных элементов кривых на трассе у вершин углов поворота трассы.

Угол поворота трассы – угол, который составлен продолжением предыдущего направления трассы и новым ее направлением. Для определения угла поворота трассы на местности при вершине поворота теодолитом измеряют справа по ходу лежащие горизонтальные углы способом приемов. На углах поворота трассы производят разбивку главных точек кривой: начало, середина и конец кривой [6].

Для их нахождения проводят расчет их пикетажных обозначений. По значению дирекционного угла и радиуса кривой находят значения тангенса T , кривой K , биссектрисы B , домера D . По значениям T , D , K , B производят расчет пикетажных обозначений начала, середины и конца кривой. После расчета их выносят на местность [8].

5. Вынос пикетов с касательной на кривую.

Вместе с разбивкой главных точек кривой одновременно производят вынос пикетов с тангенсов на кривую с помощью способа прямоугольных координат. Началу координат соответствуют начало и конец кривой. Ось абсцисс берут по направлению тангенса, а ось ординат берут по радиусам кривой.

Порядок вынос пикетов с касательной на кривую [5]:

- измеряют и вычисляют расстояние дуги кривой.
- вычисляют центральный угол, который стягивает дугу между пикетами.
- находят прямоугольные координаты x и y пикета.
- по полученным координатам переносят все пикеты на кривую.

6. Нивелирование по трассе. Высотная привязка трассы.

После разбивки пикетажа, поперечных профилей и кривых производят нивелирование по трассе пикетов, плюсовых точек, главных точек кривой и точек поперечных профилей.

Нивелирование трассы начинают с привязки ее начала и конца к пунктам высотной геодезической сети, чтобы получить абсолютную высоту данных точек от репера государственной нивелировочной сети путем прокладки нивелирного хода. Производят это способ нивелирования «из середины» по двухсторонним рейкам. Нивелирование трассы линейного сооружения выполняется последовательно, в результате чего в процессе работы появляются общие для двух станций точки, которые называются связующими.

После снятия всех отсчетов производят контроль снятия отсчетов и определения превышения, определяют высотную навязку и её допустимое значение, а также контроль всех результатов нивелирования.

7. Составление продольного профиля трассы [12].

Порядок построения профиля трассы:

- производится разграфовка профильной сетки;
- в графе расстояний откладывают в масштабе $1 : 2000$ пикеты и плюсовые точки, указывают все расстояния;
- над пикетами и плюсовыми точками, в графе фактических отметок, подписывают их отметки, округленные до сотой доли метра;
- от верхней линии профильной сетки в масштабе $1 : 200$ на перпендикулярах к ней откладывают фактические отметки всех пронивелированных точек. Точки, полученные в результате построения, соединяют и получают профиль местности;

- по данным пикетажного журнала заполняют графы грунты и план трассы. Вместо условных знаков разрешено записывать названия контуров;

- справа от продольного профиля трассы дороги строят в масштабе 1 : 200 один под другим поперечные профили. Они строятся по тем же правилам, что и продольные профили;

- в конце, пользуясь пикетажным обозначением начала и конца кривой, заполняют графу кривых и прямых. Начало и конец кривой отмечается перпендикулярами, которые проведены от линии пикетов до линии развернутого плана трассы. На перпендикулярах записывают расстояния от начала и конца кривой до ближайших пикетов. Выпуклость кривой, в зависимости от угла поворота, направляют вверх или вниз. Рядом с кривыми выписывают дирекционный угол, радиус, биссектрису, тангенс и домер. На прямые участки трассы выписывают их длину и румб. По известному румбу прямой вставки находят румбы остальных вставок трассы [1, 2].

Подведя итог, можно сказать, что по результатам инженерно-геодезических изысканий сооружений линейного типа появляется большое количество информации о рельефе местности, наличии инженерных коммуникаций, строений и т.д. Составляется отчет с последовательным и точным описанием всех работ.

Благодаря полученным данным создается полное представление о будущей строительной площадке. По ним производится полная и качественная оценка существующих условий и планируется проектирование объекта линейного типа и вся будущая работа [9, 14].

Литература:

1. Хейфец Б.С., Данилевич Б.Б. Практикум по инженерной геодезии. – М. : Недра, 1979. – 332 с.
2. Гиршберг М.А. Геодезия. – М. : Недра, 1976. – 384 с.
3. Закатова П.С. Инженерная геодезия. – М. : Недра, 1976. – 344 с.
4. Климов О.Д. Основы инженерных изысканий. – М. : Недра, 1974. – 256 с.
5. Левчук Г.П. Курс инженерной геодезии. – М. : Недра, 1970. – 408 с.
6. Хейфец Б.С., Данилевич Б.Б. Практикум по инженерной геодезии. – М. : Недра, 1973. – 402 с.
7. Модринский Н.И. Практикум по геодезии. – М. : Недра, 1973. – 368 с.
8. Гура Д.А. [и др.]. Инженерно-геодезические изыскания по объекту: «Отвод от магистральной ВОЛС «Краснодар – Новороссийск». Регион: Филиал ПАО «МТС» в Новороссийске, от РМMLS-08-04/М2 до БС 230191 на ул. Новороссийская, д. 100 в ст. Гостагаевская» : Отчет о НИР.
9. Гура Д.А., Доценко А.Е. О необходимости выполнения геодезической съемки / сборник: Актуальные вопросы науки Материалы IX Международной научно-практической конференции. – М., 2013. – 204–205 с.
10. Гура Д.А. [и др.]. Основные геодезические работы в строительстве // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар, 2016. – № 2. – 133–137 с.
11. Гура Д.А. [и др.]. Инженерно-геодезические изыскания по объекту: «Отвод от магистральной ВОЛС «Краснодар – Новороссийск». Регион: Филиал ПАО «МТС» в Новороссийске, от РМMLS-08-03/М16 до БС 230629 на ул. Красная, д. 53 в ст. Варениковская» : Отчет о НИР.
12. Шевченко Г.Г. [и др.]. Учебная геодезическая практика : методические указания по организации и контролю учебной практики для студентов всех форм обучения. – Краснодар, 2013. – Т. 1. – Ч. 3: Решение геодезических задач.
13. Гура Т.А., Уткина О.А. Инженерная геодезия при строительстве дорог и гражданских объектов : Наука и образование: сохраняя прошлое, создаём будущее / сборник статей XIV Международной научно-практической конференции в 3 частях. – 2018. – С. 98–103.
14. Гура Д.А. [и др.]. Определение координат и высот пунктов опорной геодезической сети для разработки проектной документации по объекту: «Ремонт автомобильной дороги А-160 Майкоп – Бжедугхаль – Адыгейск – Усть-лабинск – Кореновск на участке км 30+000 – км 50+683, Краснодарский край» : отчет о НИР от 26.11.2018 (Средства организации-заказчика).

References:

1. Heifets B.S., Danilevich B.B. Workshop on engineering geodesy. – М. : Nedra, 1979. – 332 p.
2. Girshberg M.A. Geodesy. – М. : Nedra, 1976. – 384 p.

3. Zakatova P.S. Engineering geodesy. – M. : Nedra, 1976. – 344 p.
4. Klimov O.D. Fundamentals of engineering research. – M. : Nedra, 1974. – 256 p.
5. Levchuk G.P. Engineering geodesy course. – M. : Nedra, 1970. – 408 p.
6. Heifets B.S., Danilevich B.B. Workshop on engineering geodesy. – M. : Nedra, 1973. – 402 p.
7. Modrinskiy N.I. Workshop on Geodesy. – M. : Nedra, 1973. – 368 p.
8. Gura D.A. [et al.]. Engineering and geodetic surveys on the object: «Retraction from the main fiber-optic line «Krasnodar – Novorossiysk». Region: MTS Branch in Novorossiysk, from PMMLS-08-04/M2 to BS 230191 at 100, Novorossiyskaya St., Gostagaevskaya St. : Research report.
9. Gura D.A., Dotsenko, A.E. On the necessity of geodetic surveying / collection: Current issues of science Materials of the IX International scientific-practical conference. – M., 2013. – 204–205 p.
10. Gura D.A. [et al.]. Main geodetic works in construction // Science. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar, 2016. – № 2. – 133–137 p.
11. Gura D.A. [et al.]. Engineering and geodetic surveys on the object: «Retraction from the main fiber-optic line «Krasnodar – Novorossiysk». Region: MTS Branch in Novorossiysk, from PMMLS-08-03/M16 to BS 230629 at 53 Krasnaya Street in Varenikovskaya Station : Research report.
12. Shevchenko G.G. [et al.]. Teaching geodetic practice: methodological guidelines on organization and control of educational practice for students of all forms of education. – Krasnodar, 2013. – Т. 1. – Ч. 3: Solution of geodetic tasks.
13. Gura T.A., Utkina O.A. Engineering Geodesy in Road Construction and Civil Objects: Science and Education: Preserving the Past, We Create the Future / Collection of Articles of XIV International Scientific and Practical Conference in 3 Parts. – 2018. – P. 98–103.
14. Gura D.A. [et al.]. Determination of coordinates and heights of points of reference geodetic network for the development of design documentation for the project: «Repair of the highway A-160 Maikop – Bzhedugkhabul – Adygeysk – Ust-Labinsk – Korenovsk in the area of km 30+000 – km 50+683, Krasnodar Territory» : report on research and development from 26.11.2018 (means of customer organization).

УДК 528

ПРИНЦИП РАБОТЫ И ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОННЫХ И ЛАЗЕРНЫХ НИВЕЛИРОВ

THE PRINCIPLE OF OPERATION AND FEATURES OF ELECTRONIC AND LASER LEVELS

Романова Татьяна Андреевна

старший преподаватель,
Кубанский государственный
технологический университет
t_gura@mail.ru

Самандасюк Глеб Витальевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
Gleb6730@gmail.com

Слесарев Илья Александрович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
eliasslesarev@icloud.com

Акопян Георгий Тариелович

Лаборант-исследователь
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
Georg00023@yandex.ru

Аннотация. В статье ставится задача рассмотреть принцип работы, виды и особенности электронных нивелиров.

Ключевые слова: нивелир, электронный, виды, принцип работы, особенности, цифровой, лазерный, уровень.

Romanova Tatyana Andreevna

Senior Lecturer,
Kuban State Technological University
t_gura@mail.ru

Samandasyuk Gleb Vitalevich

Student,
Kuban State Technological University
Gleb6730@gmail.com

Slesarev Ilya Aleksandrovich

Student,
Kuban State Technological University
eliasslesarev@icloud.com

Akopyan Georgiy Tarielovich

Laboratory assistant –
researcher of the cadastre
and geoenineering department,
Kuban State Technological University
Georg00023@yandex.ru

Annotation. The article aims to review the principle of operation, types and features of electronic levels.

Keywords: level, electronic, types, principle of operation, features, digital, laser, level.

В современном обществе люди стараются создать приборы, способные упростить жизнь человека, доверяя работу вычислительной технике. Отрасль геодезического приборостроения широко использует передовые достижения науки и техники с целью автоматизировать производственный процесс. Одним из примеров такого облегчения условий труда являются лазерные и электронные нивелиры. Количество лазерных и электронных нивелиров на рынке с каждым годом растет, тем самым может запутать неопытного пользователя при выборе оборудования. Данная статья объясняет принцип работы и особенности данного вида приборов с целью облегчить выбор для потребителя.

Нивелир – геодезический прибор, используется для определения превышения между двумя точками земной поверхности, является одним из самых распространенных геодезических приборов [1, 2]. Нивелиры делятся на оптические, лазерные и цифровые. В данной статье более подробно рассмотрены лазерные и электронные нивелиры [3].

Цифровой(электронный) нивелир

Электронный нивелир – современный многофункциональный геодезический прибор, совмещающий функции высокоточного оптического нивелира, электронного запоминающего устройства и встроенного программного обеспечения для обработки

полученных данных [4, с. 87]. Цифровые нивелиры используют специальные штрих-кодовые рейки, при помощи них пользователь защищается от ошибочных измерений [5].

Особенности цифрового нивелира

Главной особенностью цифровых нивелиров является встроенное электронное устройство для снятия отсчетов специальной штрих-кодовой рейкой с высокой точностью [6].

Использование цифрового нивелира позволяет сократить продолжительность нивелировочных работ на 50%. Для снятия данных необходимо не более 3 секунд.

Метод цифровых вычислений исключает ошибки интерпретации и считывания, благодаря этому уменьшается необходимость повторных измерений.

Цифровые нивелиры несложны в эксплуатации, не требуют наличия у пользователя специальных навыков [7, с. 3].

Принцип работы электронного нивелира

Цифровой нивелир представляет собой оптико-электронную систему, которая позволяет производить считывание по рейке не визуально, а нажатием кнопки. Устройство, благодаря автоматизации считывания и записи данных на уровень памяти, исключает ошибки наблюдателя. Электронный уровень имеет фотоприемник в виде ПЗС-матрицы («прибор с зарядовой связью»), который воспринимает фотоны, поступающие от объекта, преобразует их в электрические заряды и накапливает. Затем устройство считывает эти данные с помощью компьютера и восстанавливает изображение объекта, которое проецируется с помощью линз на светочувствительную поверхность матрицы. Сама матрица состоит из миниатюрных кремниевых детекторов света-пикселей. ПЗС-матрица используется на цифровом уровне в качестве приемника и устанавливается в плоскости изображений, создаваемых визуальной трубкой прибора. С помощью такого приемника распознается специальная штрих-кодовая рейка нивелира [8, с. 6].

Лазерный нивелир

Лазерный нивелир – устройство для построения ровной горизонтальной и/или вертикальной плоскости с помощью светодиодов, отражающихся на поверхности в виде яркой линии красного или зеленого цвета. Эти компактные устройства облегчают работу не только строителям, но и рабочим, выполняющие внутреннюю отделку помещений.

Виды лазерных уровней

Линейный

Такой тип уровней также относится к статичным. На поверхность такие уровни проецируют одну сплошную линию, но некоторые модели способны показывать 2 перпендикулярные линии (кресты) и дополнительные точки. Линии получаются путем рассеивания лазерного луча через призму. Дальность работы таких лазерных уровней обычно не более 30 м, но этого вполне достаточно для осуществления монтажных, отделочных и ремонтных работ в помещении. Важной функцией для таких уровней является самовыравнивание. Большинство современных моделей обладают этой функцией, и она значительно упрощает работу с прибором.

Ротационный

Эти устройства относятся к профессиональному инструменту. Особенностью конструкции является то, что луч светит из ротационной головки, находящейся сверху корпуса. Вращаясь с высокой скоростью луч охватывает область в радиусе 360 градусов и строит сплошную линию на расстоянии до 400 метров. Конечно, для проведения работ на таких дистанциях необходимо использование дополнительного оборудования, такого как приемник для лазерного нивелира. Такой тип нивелиров кроме построения линий также могут вычислять разницу высот, делать разметку крупных строительных объектов, использоваться в строительных работах.

Ротационные нивелиры делятся в свою очередь на:

- устанавливаемые вручную (устаревший вариант);
- полуавтоматические (горизонтальная плоскость устанавливается автоматически, а вертикальная вручную);
- автоматические горизонтальные (имеют высокую точность и дальность работы, применимы для узкоспециализированных задач);
- полностью автоматические (автоматическое выравнивание горизонтальной и вертикальной плоскостей, диапазон работы дом) [9].

Особенности лазерного нивелира

Использование лазерного уровня не требует особенных специальных знаний, достаточно установить прибор на штатив, включить требуемый режим разметки (один луч, два луча или несколько лучей), направить прибор на поверхность, и нанести по красным линиям отметки, либо сразу начать работу с отделочными или строительными материалами (Самый простой в применении нивелир).

Лазерный оптический прибор обладает высокой точностью. Погрешность профессионального лазерного прибора не превысит 0,3 мм на метр, а более простые приборы ошибутся максимум на 1 мм на метр.

Современные лазерные нивелиры отличаются наличием множества дополнительных функций. Лазерный нивелир построит горизонтальный луч, вертикальный луч, сделает крест, построит по желанию пользователя дополнительные контрольные точки в зените или надире.

Лазерный инструмент неприхотлив в хранении и легок при транспортировке. Весит средний профессиональный прибор не более 3 кг, а бытовой не более 1 кг. Прочный пылезащищенный корпус в сочетании с сумкой или фирменным кейсом надежная защита на время хранения [10].

Подводя итог, неопределенность с выбором нивелира сразу отпадает, мы можем с легкостью определиться, какой прибор для каких работ требуется. Анализируя особенности лазерного и цифрового нивелира, мы можем ответить на вопрос, почему оптический нивелир становится с каждым днем менее актуальным.

Литература:

1. Бабкин Д.М., Алексеева Л.В. Современные технологии в геодезии.
2. Гура Т.А., Спицина Л.И., Гасанов А.О. Геодезические приборы и технологии при строительстве зданий и сооружений : Научные достижения и открытия 2018 / сборник статей IV Международного научно-практического конкурса; под общей редакцией Г.Ю. Гуляева. – 2018. – С. 256–261.
3. Абушенко С.С. [и др.]. Проблемы, возникающие при выполнении контрольно-исполнительной съемки.
4. Желтко Ч.Н. [и др.]. Учебная геодезическая практика : справочное пособие по организации и контролю учебной практики для всех форм обучения направлений: 120700 – Землеустройство и кадастры, 270800 – Строительство, 130500 – Нефтегазовое дело , 271101 – Строительство уникальных зданий и сооружений / ФГБОУ ВПО «КубГТУ»; каф. кадастра и геоинженерии. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 104 с.
5. Гура Д.А. [и др.]. Методические указания по организации и контролю учебной практики для студентов всех форм обучения направлений 120700 Землеустройство и кадастры, 130500 Нефтегазовое дело, 270800 Строительство, 271101 Строительство уникальных зданий и сооружений. – Т. 1. – Ч. 3: Решение геодезических задач.
6. Грибкова Л.А., Морозов А.А. Особенности применения современных геодезических приборов и технологий при строительстве зданий и сооружений.
7. Сергеев О.П., Веселкин А.П. Цифровые нивелиры : методические указания. – СПб. : Петербургский государственный университет сообщений, 2012. – 22 с.
8. Валенко А.В., Никольский Е.К. Устройство цифрового нивелира TrimbleDiNi 003 и работа с ним : метод. указания по выполнению лабораторных работ по геодезии для студентов ННГАСУ направлений 21.03.03 – Геодезия и дистанционное зондирование и 21.03.02 – Землеустройство и кадастры / Нижегород. гос. архитектур.-строит. ун-т. – Н. Новгород : ННГАСУ, 2015. – 47 с.
9. URL : <https://gis2000.ru/articles/chto-takoe-lazernyy-uroven.html>
10. URL : <http://elektrik.info/obzor/1248-lazernyy-uroven-ustroystvo-i-princip-raboty.html>

References:

1. Babkin D.M., Alekseeva L.V. Modern technologies in surveying.
2. Gura T.A., Spitsina L.I., Hasanov A.O. Geodetic devices and technologies in the construction of buildings and structures : scientific achievements and discoveries in 2018 / collection of articles of the IV International scientific-practical competition; under the general editorship of G.Yu. Gulyaev. – 2018. – P. 256–261.
3. Abushenko S.S. [et al.] Problems arising in the course of control and execution photography.
4. Zheltko Ch.N. [et al.]. Teaching geodetic practice: reference manual on organization and control of educational practice for all forms of training directions: 120700 – To the Earth-device and cadastres, 270800 – Construction, 130500 – Oil and gas business, 271101 – Construction of unique buildings and facilities / FGBOU VPO «KubGTU»; Cadastre and geo-engineering. – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 104 p.
5. Gura, D.A. [et al.]. Methodical instructions on organization and control of educational practice for students of all forms of training directions 120700 Land management and cadastres, 130500 Oil and gas business, 270800 Construction, 271101 Construction of unique buildings and structures. – T. 1. – Part 3: Solution of geodetic problems.
6. Gribkova L.A., Morozov A.A. Features of modern geodetic devices and technologies in the construction of buildings and structures.
7. Sergeev O.P., Veselkin A.P. Digital levels: methodical instructions. – St. Petersburg. St. Petersburg State University of Communications, 2012. – 22 p.
8. Valenko A.V., Nikolskiy E.K. Device of digital leveling TrimbleDiNi 003 and workboat with it : method. instructions on performance of laboratory works on geodesy for students of NNGASU directions 21.03.03 – Geodesy and remote sensing and 21.03.02 – Land use and cadastres / Nizhegorod. – Novgorod : NNGASU, 2015. – 47 p.
9. URL : <https://gis2000.ru/articles/chto-takoe-lazernyy-uroven.html>
10. URL : <http://elektrik.info/obzor/1248-lazernyy-uroven-ustroystvo-i-princip-raboty.html>

УДК 528

**МОБИЛЬНОЕ ЛАЗЕРНОЕ СКАНИРОВАНИЕ
ДЛЯ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОДЕЗИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ
ИЛИ ПРОЕКТИРОВАНИИ АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ**

**MOBILE LASER SCANNING FOR ENGINEERING SURVEYING
FOR THE RECONSTRUCTION OR DESIGN OF ROADS**

Уторова Анна Андреевна

студентка,
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
utorova.a@mail.ru

Гура Дмитрий Андреевич

кандидат технических наук,
Доцент кафедры
кадастра и геоинженерии
Кубанский государственный
технологический университет
gda-kuban@mail.ru

Акопян Георгий Тариелович

лаборант-исследователь
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
Georg00023@yandex.ru

Шевелева Анастасия Владимировна

студентка
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
stasyasheveleva11@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается использование лазерного сканирования в инженерных изысканиях линейных сооружений. Представлены виды работ, которые могут быть выполнены методами лазерного сканирования.

Ключевые слова: лазерное сканирование, инженерные изыскания, линейные сооружения.

Utorova Anna Andreevna

Student of the cadastre
and geoengineering department,
Kuban State Technological University
utorova.a@mail.ru

Gura Dmitry Andreevich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of
the Department of Cadastre
and Geoengineering,
Kuban State Technological University
gda-kuban@mail.ru

Akopyan Georgiy Tarielovich

Laboratory assistant - researcher
of the cadastre
and geoengineering department,
Kuban State Technological University
Georg00023@yandex.ru

Sheveleva Anastasia Vladimirovna

Student
of the cadastre
and geoengineering department,
Kuban State Technological University
stasyasheveleva11@mail.ru

Annotation. The article discusses the use of laser scanning in engineering surveys of linear structures. The types of work that can be performed by laser scanning methods are presented.

Keywords: laser scanning, engineering surveys, linear structures.

Инженерные изыскания линейных сооружений – это обоснование высотного и планового положения трассы, развитие геодезических сетей, привязок и др. Они являются важнейшим видом деятельности при строительстве. Процесс строительства каких-либо объектов начинается с них. Для осуществления и своевременных обследований участков строительства необходим комплексный подход, имеющий множество разных видов изыскательных работ.

Трассой называют ось проектируемого линейного сооружения, которая наносится на топографический план, карту и обозначается на местности. В зависимости от назначения трассы к ней применяются различные технические требования. При проектировании трасс для автомобильных дорог основными требованиями являются безопасность движения, плавность трассы.

Поэтому при проведении инженерных изысканий линейных сооружений для дорожных трасс проектируются минимально допустимые уклоны и максимально возможные радиусы кривых [1].

На сегодняшний день имеется несколько методов, которые используются для инженерно-геодезических изысканий при реконструкции автомобильных дорог:

- теодолитная или тахеометрическая съемка;
- фототеодолитная съемка;
- аэрофототопографическая съемка;
- воздушное лазерное сканирование;
- наземное лазерное сканирование;
- мобильное лазерное сканирование [2].

Лазерное сканирование (ЛС) – это технология, имеющая много преимуществ, если сравнивать с другими методами измерений, например значительно сокращается время выполнения полевых работ, достигается высокое качество и детальность съемки [3–6].

Мобильное лазерное сканирование (МЛС) – это один из самых высокотехнологичных на сегодняшний день методов съёмки. Данная технология считается аналогом наземного лазерного сканирования (НЛС), работа производится при движении сканера, скорость съемки совпадает со скоростью движения транспортного средства. Никакой другой способ не даёт такой производительности при сборе пространственной информации с высокой точностью первых сантиметров [7].

Мобильная лазерная сканирующая система является наилучшим способом производства работ для получения таких результатов:

- топографическая съемка линейных объектов (автодороги, ж/д, мосты);
- создание 3D объектов;
- создание профилей дорог (продольный, поперечный);
- анализ уклонов проезжей части;
- построение 3D моделей рельефа, цифровых моделей дорожных покрытий;
- создание паспорта автодороги и др.

Для проектирования, ремонта дорог наиболее важной и очень сложной задачей является подробное моделирование поверхности автодороги с высокой точностью, особенно по высоте. Нивелирование дает очень хорошую точность, но из-за того, что точек съемки достаточно мало не показывает модель проезжей части, то есть ее небольшие дефекты и просадки. Лазерное сканирование решает эту проблему [8].

Для получения подробного материала снимают участками по 10–15 км. Если съемка производится для ремонта покрытия дороги, то скорость лаборатории уменьшается до 20 км/ч, а в остальных случаях – 30 км/ч. Чтобы повысить точность, через каждые 200 м делают «опорные точки» с обеих сторон дороги, они покрываются специальной краской и начинается их нивелировка, обязательно уравнивается траектория движения автомобиля, на котором размещено сканирующее устройство.

После съемки уравнивают траектории по базовым точкам с помощью программного обеспечения Novatel, затем получают готовое облако точек, которое используют в IndorCAD для получения подробной ЦМР [9].

Таким образом, результаты технологии мобильного лазерного сканирования можно представить, как специализированная геодезическая система, позволяющая с высокой точностью, информативностью получить данные, необходимые для реконструкции и проектирования автодороги [10].

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований и Администрации Краснодарского края Российской Федерации в рамках научного проекта № 19-48-233020 «Исследование возможности использования комплекса трехмерного лазерного сканирования для мониторинга и обеспечения безопасности инфраструктурных объектов в городе Краснодаре и Краснодарском крае».

Литература:

1. URL : http://zem-kadastr.ru/blog/injenernoe_oborudovanie/177.html (дата обращения 25.04.19).
2. URL : <https://cyberleninka.ru/article/v/primenenie-nazemnogo-lazernogo-skanirovaniya-dlya-inzhenerno-geodezicheskikh-izyskaniy-pri-rekonstruktsii-avtomobilnyh-dorog> (дата обращения 25.04.19).

3. Бушнева И.А. [и др.]. Об использовании наземного лазерного сканирования для получения фасадных чертежей исследуемых зданий и строений // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 11. – С. 89–97.

4. Кузнецова А.А., Гура Д.А., Алкачев Т.Э. Анализ полученных данных методом лазерного сканирования для выполнения периодического мониторинга на примере здания, расположенного в г. Краснодаре // Научные труды кубанского государственного технологического университета. – 2014. – № 4. – С. 77–83.

5. Романова Т.А., Гасанов А.О. Технология Trimble SX10, как этап развития лазерного сканирования // Научные труды кубанского государственного технологического университета. – 2018. – № 2. – С. 304–306.

6. Шевченко Г.Г., Гура Д.А., Серикова А.А. Применение лазерного сканирования для создания геоинформационных систем // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2016. – № 15. – С. 57–68.

7. URL : <http://www.souzgiprozem.ru/tehnologii-mobilnoe-lazernoe-skanirovanie.html>. (дата обращения 26.04.19).

8. Гура Д.А. [и др.]. Особенности воздушного лазерного сканирования в теории и на практике на примере линейных объектов // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 8. – С. 109–116.

9. URL : <https://sovzond.ru/services/laser-scanning/>

10. Грибкова И.С., Попова О.С. Муниципальные геоинформационные системы: проблемы и пути решения // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2016. – № 11. – С. 143–154.

References:

1. URL : http://zem-kadastr.ru/blog/injenernoe_oborudovanie/177.html (date of request 25.04.19).

2. URL : <https://cyberleninka.ru/article/v/primenenie-nazemnogo-lazernogo-skanirovaniya-dlya-inzhenerno-geodezicheskikh-izyskaniy-pri-rekonstruktsii-avtomobilnyh-dorog> (contact date: 25.04.19).

3. Bushneva I.A. [et al.]. About the use of the ground laser scanning for irradiation of the facade drawings of the investigated buildings and structures // Scientific works of the Kuban State Technological University. – 2016. – № 11. – P. 89–97.

4. Kuznetsova A.A., Gura D.A., Alkachev T.E. The analysis of the received data by a method of laser scanning for performance of periodic monitoring on an example of the building located in Krasnodar // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2014. – № 4. – P. 77–83.

5. Romanova T.A., Hasanov A.O. Technology Trimble SX10, as a stage of development of the laser scanning // Research papers of the Kuban State Technological University. – 2018. – № 2. – P. 304–306.

6. Shevchenko G.G., Gura D.A., Serikova A.A. Application of the laser scanning for creation of the geoinformation systems // Electronic network political-thematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2016. – № 15. – P. 57–68.

7. URL : <http://www.souzgiprozem.ru/tehnologii-mobilnoe-lazernoe-skanirovanie.html>. (date of application 26.04.19).

8. Gura D.A. [et al.]. Features of the air laser scanning in theory and in practice on the example of linear objects // Research papers of the Kuban State Technological University. – 2016. – № 8. – P. 109–116.

9. URL : <https://sovzond.ru/services/laser-scanning/>

10. Gribova I.S., Popova O.S. Municipal Geoinformation Systems: Problems and Solutions // Electronic Network Polythematic Journal «Scientific Works of Kuban State Technical University». – 2016. – № 11. – P. 143–154.

ВОЗМОЖНОСТИ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ НАЗЕМНОГО ЛАЗЕРНОГО СКАНИРОВАНИЯ

POSSIBILITIES, ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF SURFACE LASER SCANNING

Храмлюк Анастасия Константиновна
студентка,
Кубанского государственного
технологического университета
anastasia_konstantinovna1@mail.ru

Романова Татьяна Андреевна
Старший преподаватель,
Кубанского государственного
технологического университета
t_gura@mail.ru

Акопян Георгий Тариелович
Лаборант-исследователь,
Кубанского государственного
технологического университета
George00023@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены все преимущества и возможности использования наземного лазерного сканирования. Показаны принципы работы, устройство и сферы применения трехмерных лазерных сканеров. Технологии лазерного сканирования в себе содержат наиболее важные свойства: высокая информативность, точность, производительность методов дистанционного управления делают эту систему уникальной. В данной статье раскрываются особенности системы, анализируются достоинства и недостатки, и их возможные решения для использования в геодезической и строительной сферах.

Ключевые слова: наземное лазерное сканирование, возможности, преимущества, сферы применения, недостатки.

Khramlyuk Anastasia Konstantinovna
Student,
Kuban State Technological University
Anastasia-konstantinovna1@mail.ru

Romanova Tatyana Andreevna
Senior Lecturer,
Kuban State Technological University
t_gura@mail.ru

Akopyan Georgiy Tarielovich
Laboratory assistant – researcher,
Kuban State Technological University
George00023@yandex.ru

Annotation. The article considers all the possibilities and advantages of using surface laser scanning. The working principle, the structure and the scope of application of three-dimensional laser scanners is explained. Analyzed and found a potential solution to the disadvantages of three-dimensional laser scanning systems. Laser scanning technologies contain the most important properties. Precision, high information content, the performance of the methods of remote control makes this system unique. This article reveals the peculiarities of the system, analyzes its pros and cons for use in the construction and surveying fields.

Keywords: surface laser scanning, possibilities, advantages, spheres of application, disadvantages.

Скорость развития технологий на данный момент очень высока. Компьютерные системы позволили намного упростить геодезические работы, как камеральные, так и полевые. В связи с этими изменениями стала применяться новая технология – наземное лазерное сканирование. За прошедшие годы специалистами было выполнено немало успешных проектов и проделана огромная работа по внедрению данной технологии при проектировании объектов строительства [12–15]. Наземный лазерный сканер представляет собой высокотехнологический измерительный инструмент. Основное его назначение – это определение трехмерных координат точек поверхности обследуемого объекта.

Результатом проводимых измерений являются отдельные сканы в виде облаков точек. Облако точек – это совокупность множества измерений на реальном объекте точек, которые иногда могут быть слишком детальными и создавать неудобство во время обработки данных. Современные наземные лазерные сканеры выполняют измерения с высокой скоростью (до 1,2 млн измерений в секунду) и плотностью, что дает фотореалистичный вид.

При использовании данного прибора отсутствует необходимость обеспечения сканирования точек объекта с двух сторон стояния, потому что используется высокая

точность измерения, также предусмотрена безопасность работников при съемке в опасных и труднодоступных районах, потому что получение информации ведется дистанционно [16].

Лазерный сканер можно разделить на несколько основных компонентов:

- приемо-передающая часть – в ней расположены лазерные излучатели и приемники;
- многогранная вращающаяся призма – обеспечивает распределение лазерного пучка по вертикальной плоскости;
- сервопривод горизонтального круга – обеспечивает вращение измерительной головки (приемо-передающей части) по горизонтальной плоскости;
- компьютер – предназначен для управления съёмкой, а также записи данных на носитель.

По способу измерения расстояния до объекта, наземные лазерные сканеры делят на две группы: *импульсные* и *фазовые*.

Импульсные лазерные сканеры используют способ расчета времени, пройденного лазерным лучом удвоенного расстояния, от сканера до цели.

Фазовые лазерные сканеры используют способ определения количества целых длин волн между объектом и локатором и так же разности фаз принятой и излученной волны модулирующего колебания [1].

Наземное лазерное сканирование может применяться в следующих отраслях:

- нефтегазовая отрасль;
- горное дело;
- градостроительство, промышленное и гражданское строительство;
- инженерные коммуникации;
- автомобильные и железные дороги;
- археология, архитектура, сохранение памятников и исторических объектов;
- при чрезвычайных происшествиях.

Преимущества наземного лазерного сканирования перед обычными методами съемки:

- трехмерное видение в процессе съемки;
- миллиметровая точность;
- обширные результаты;
- высочайшая скорость съемки;
- возможность съемки опасных и труднодоступных объектов.

Благодаря своей уникальности и высокой степени автоматизации процессов измерений лазерный сканер является инструментом оперативного решения задач, на которые некоторое время назад требовались недели и месяцы, а сегодня выполняются за несколько дней.

Наземное лазерное сканирование при всех своих плюсах в некоторых случаях не может быть полным решением недостатков, в такой ситуации приходится прибегать к помощи дополнительного оборудования или вовсе отказаться от такого вида съёмки.

Недостатки наземного лазерного сканирования и их возможные решения:

- Один из важных недостатков это, что сканер может сделать измерения только на тех участках, которые хорошо видит, но бывают объекты, которые не возможно полностью отсканировать, даже добавляя по периметру здания дополнительные станции установки прибора. Это встречается на таких объектах как мост или другое инженерное сооружение, где нет возможности отснять с нужных сторон, если рядом нет точки, которая будет выше данного объекта. Точно такая же ситуация может возникнуть, если во время съемки нельзя будет попасть на крышу исследуемого здания. Следовательно, в таких случаях приходится искать другое инструментальное решение или дополнять полученные со сканера данные еще и данные взятые с другого оборудования. Одним из таких решений может быть аэрофотосъемка, которая с давних времен используется геодезистами в отличие от сканера. На данный момент развитие данного способа достигло таких высот, что высокоточные фотоаппараты вместе с GNSS приемниками устанавливаются в квадрокоптеры. Результатом работы таких

устройств могут быть как облака точек, так и ортофотопланы с высоким разрешением. Отсюда совместное использование наземного сканера и данных устройств полностью решает проблему съемки невидимых зданий и сооружений.

- Существенный недостаток трехмерного лазерного сканера является высокая сложность и в некоторых случаях невозможность сканирования стеклянных сооружений, окон и других гладких поверхностей. В случае сканирования стекла лазерный пучок отражается, попадая обратно в приемник, и не дает получить нужную информацию. Так как в большинстве современных зданий используются стеклянные фасады, тем самым сканирование таковых является очень сложной задачей. Данные получаются не точными и с большим количеством шумов и помех. Решением этой проблемы является нанесение на абсолютно гладкие поверхности специальные меловые краски, либо сканирование зданий без стеклянных фасадов.

- Привязка сканера является еще одним недостатком лазерного сканирующего оборудования. Сканер в некоторых случаях (при отсутствии достаточно сгущенной геодезической сети), не может привязаться к системе координат без использования других геодезических приборов или вовсе создать свою геодезическую сеть. На первый взгляд этот недостаток может показаться несущественным, но в наше время развитых технологий установка в устройство встроенного GNSS приемника в виде платы и возможность получения поправок через базовую станцию кажется не столь уж фантастическим.

- Не будем забывать, что факторы окружающей среды и погодные условия играют огромную роль, они легко могут воспрепятствовать проведению съемки или даже ухудшить результаты сканирования. Эти факторы нельзя в полной мере называть недостатком, так как все геодезические приборы поддаются этому воздействию и сильно зависимы от погоды, но все же про данные особенности не нужно забываться при правильной работе с приборами. Почти все сканеры обладают пылевлагозащитной, но все же сильные осадки и ветер могут препятствовать работе и подпортят результаты сканирования, создавая помехи в облаке точек. Такие помехи недопустимы при сканировании нужного объекта, которым требуется максимальная точность.

Подводя итоги, можно сказать, что систему трёхмерного лазерного сканирования можно охарактеризовать, как очень перспективную технологию со своими недостатками и достоинствами в использовании. Но как первый шаг к развитию данной сферы дает большие надежды и в данной методике есть огромные перспективы [11].

Литературы:

1. Ковров А. Наземное лазерное сканирование на смену ручной работе // Инженерные изыскания. – 2008. – Вып. 3. – С. 103–105.
2. Фролов А. Технологии трехмерного лазерного сканирования // Лазерное сканирование. – 2006. – С. 57.
3. URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=22631686>
4. Куштин В.И. Конспект лекций по дисциплине «Высшая геодезия». – 2017. – С. 31
5. Макаров К.Н. Основы инженерной геодезии : учебное пособие для студентов очно-заочной и заочной форм обучения строительных специальностей. – 2008. – С. 93.
6. URL : <https://docplayer.ru/51020111-A-g-nevolin-lekcii.html>
7. URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=25830135>
8. URL : <https://studfiles.net/preview/6139931/page:26/>
9. URL : <https://zemlemer-67.ru/ru/news/nazemnoe-lazernoe-skanirovanie-v-geodezii/>
10. Кузнецова А.А., Гура Д.А., Алкачев Т.Э. Анализ полученных данных методом лазерного сканирования для выполнения периодического мониторинга на примере здания расположенного в г. Краснодаре // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2014. – № 4. – С. 77–83.
11. Бушнева И.А. [и др.]. Об использовании наземного лазерного сканирования для получения фасадных чертежей исследуемых зданий и строений // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2016. – № 11. – С. 89–97.
12. Хашпакаянц Н.О., Грибкова И.С. применение лазерного сканирования в землеустройстве и кадастрах // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2017. – № 9. – С. 27–35.

13. Туров Д.И. [и др.]. Комплекс работ, выполняемых наземным лазерным сканером для составления пространственных обмерных чертежей подземных сооружений на примере ГЭС // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2017. – № 3. – С. 29–41.

14. Шевченко Г.Г., Гура Д.А., Акопян Г.Т. Применение наземного лазерного сканирования в строительстве и BIM-технологиях // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2018. – № 2. – С. 251–260.

15. Хашпакянц Н.О., Грибкова И.С. Применение лазерного сканирования в землеустройстве и кадастрах // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2017. – № 9. – С. 27–35.

16. Петренков Д.В., Хот К.А. Особенности съёмки лазерным сканером // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 294–303.

References:

1. Kovrov A. Land laser scanning to replace manual work // Engineering research. – 2008. – Issue. 3. – P. 103–105.

2. Frolov A. Technologies of the three-dimensional laser scanning // Laser scanning. – 2006. – P. 57.

3. URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=22631686>

4. Kushtin V.I. Summary of lectures on the discipline «Higher Geodesy». – 2017. – P. 31

5. Makarov K.N. Fundamentals of engineering geodesy : textbook for full-time and part-time students of construction specialties. – 2008. – P. 93.

6. URL : <https://docplayer.ru/51020111-A-g-nevolin-lekcii.html>

7. URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=25830135>

8. URL : <https://studfiles.net/preview/6139931/page:26/>

9. URL : <https://zemlemer-67.ru/ru/news/nazemnoe-lazernoe-skanirovanie-v-geodezii/>

10. Kuznetsova A.A., Gura D.A., Alkachev T.E. The analysis of the received data by a method of the laser scanning for performance of periodic monitoring on an example of the building located in Krasnodar // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2014. – № 4. – P. 77–83.

11. Bushneva I.A. [et al.] About the use of the ground laser scanning for irradiation of the facade drawings of the investigated buildings and structures // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2016. – № 11. – P. 89–97.

12. Khashpakyants N.O., Gribkova I.S., Application of Laser Scanning in Land Management and Cadastres // Electronic Network Polythematic Journal «Scientific Proceedings of Kuban State Technical University». – 2017. – № 9. – P. 27–35.

13. Turov D.I. [et al.]. Complex of works performed by the ground laser scanner for drawing up spatial measurement drawings of underground structures on the example of HPPs // Electronic network polythematic journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2017. – № 3. – P. 29–41.

14. Shevchenko G.G., Gura D.A., Hakobyan G.T. Application of ground laser scanning in construction and BIM-technologies // Electronic network political journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2018. – № 2. – P. 251–260.

15. Khashpakyants N.O., Gribkova I.S. Application of laser scanning in land management and cadastres // Electronic network polymathematical journal «Scientific works of Kuban State Technical University». – 2017. – № 9. – P. 27–35.

16. Petrenkov D.V., Hot K.A. Features of the laser scanner imaging // Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2018. – № 2. – P. 294–303.

УДК 332.3

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ В ПРОЦЕДУРЕ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ

THE USE OF GIS TECHNOLOGIES IN THE PROCEDURE OF TERRITORIAL PLANNING

Шевелева Анастасия Владимировна

студентка
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
stasyasheveleva11@mail.ru

Гура Дмитрий Андреевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры
кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
gda-kuban@mail.ru

Акопян Георгий Тариелович

Лаборант-исследователь
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
Georg00023@yandex.ru

Уторова Анна Андреевна

студентка
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
utorova.a@mail.ru

Пилюшенко Александр Владимирович

магистр
кафедры кадастра и геоинженерии,
Кубанский государственный
технологический университет
Sanya_respectful@mail.ru

Аннотация. В данной статье авторами рассмотрена важная тема применения геоинформационных продуктов для процедуры территориального планирования. Основное внимание уделено применению геоинформационных систем при стратегическом планировании территории. Определены цели, задачи геоинформационных систем в данной области, эффективность их использования. Содержится описание основных функций, используемых для подготовки материалов планировки территории.

Ключевые слова: градостроительное проектирование, территориальное планирование, развитие городской территории, геоинформационные системы.

Sheveleva Anastasia Vladimirovna

Student
of the cadastre
and geoengineering department,
Kuban State Technological University
stasyasheveleva11@mail.ru

Gura Dmitry Andreevich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Cadastre and Geoengineering,
Kuban State Technological University
gda-kuban@mail.ru

Akopyan Georgiy Tarielovich

Laboratory assistant – researcher
of the cadastre
and geoengineering department,
Kuban State Technological University
Georg00023@yandex.ru

Utorova Anna Andreevna

Student
of the cadastre
and geoengineering department,
Kuban State Technological University
utorova.a@mail.ru

Pilyushenko Alexander Vladimirovich

Master
of the cadastre
and geoengineering department,
Kuban State Technological University
Sanya_respectful@mail.ru

Annotation. In this article the authors consider an important topic of application of geographic information products for the procedure of territorial planning. The main attention is paid to the use of geographic information systems in the strategic planning of the territory. The goals, objectives of geographic information systems in this area, the effectiveness of their use. It contains a description of the main functions used for the preparation of the materials of the territory planning.

Keywords: urban planning, spatial planning, urban development, geographic information systems.

Введение

Основным направлением градостроительной деятельности является территориальное планирование, так как оно обеспечивает устойчивое развитие территории через осуществление полномочий органов государственной власти, ограничение нега-

тивного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду и обеспечение охраны и рационального использования природных ресурсов, обеспечение безопасности, а также подходящих условий жизнедеятельности человека [1]. Данный процесс осуществляется юридическими и физическими лицами, органами государственной власти по комплексному проектированию территориальных объектов всех уровней, для наилучшей организации территории, решения социальных и экологических задач [2].

Документы территориального планирования должны полностью гарантировать возможность осуществления всех потребностей и обеспечивать формирование пространственной оболочки для устойчивого развития городской среды, таким образом, процедура территориального планирования должна обязательно проводиться с использованием компьютерных технологий [3].

Влияние ГИС-технологий на процедуру градостроительного проектирования

Создание географических информационных систем (ГИС), определенно изменили ситуацию в данной сфере. ГИС-технологии эффективно применяются на всех уровнях градостроительной проектной документации: от схем расселения до проектов застройки [4]. Основная идея данной технологии опирается на создание многослойной электронной карты, главный слой которой описывает географию территории, а второстепенные слои содержат характеристику отдельных составляющих частей данной территории [5]. Отличительной особенностью ГИС считается то, что осуществляется объединение традиционных операций, при работе с базами данных, т.е. запрос и статистический анализ с преимуществом визуализации и пространственного анализа, которые предоставляет карта [6].

Полноценная ГИС для субъекта создается при сборе и обработке достаточно большого количества исходных данных с полной информацией об объекте. Материалы об определенной территории собираются из государственных и не государственных организаций и структур, области архитектуры, кадастра, экономики, статистики, природных ресурсов, инженерной и транспортной инфраструктур и т.д. [7]. Исходные данные многих структур, в том числе графические документы, предоставляются на различных картографических основах и в виде схем, но именно ГИС-технологии позволяют приводить их к единой картографической основе. Разделы и картографические данные по отдельным направлениям создаются в цифровом виде, и по существу являются тематическими картографическими и семантическими базами ГИС. Технологии достаточно эффективны при создании схемы планировочных ограничений, в результате этого процесса на одну схему вставляют сведения из разных отраслей, влияющие на планировочные решения генерального плана [8]. Такие как:

- инженерно-строительные ограничения;
- санитарно-защитные зоны предприятий;
- зоны санитарной охраны водозаборов и др.

Основные ГИС- продукты, используемые для подготовки проектной документации

Для разработки проектной документации, наиболее часто используются различные ГИС-продукты компании ESRI, так как позволяют приспособить все собранные материалы в единую картографическую среду, легко работать с разными электронными данными. Они конвертируются, приводятся к единой или необходимой системе координат и проекции. В конечном итоге получается систематизированная ГИС, которая содержит в себе набор слоев, покрытий, шейп-файлов и баз геоданных, отражающих положение территории, функциональное использование в настоящее время [9].

Наиболее важными функциями ГИС для территориального планирования являются следующие:

- визуализация разнообразных картографических объектов, перемещение по электронной карте, получение ответов на интересующие вопросы данного направления;
- геометрические измерения на карте;
- создание тематических карт и планов, распечатка этих карт на периферийных устройствах;
- моделирование пространственных процессов с целью получения информации о качественном состоянии территории, а также о динамике развития объектов [7].

С другой стороны, для разработки материалов по планировке, также используется программа ГИС «Панорама».

Данная программа является отличным вариантом решения проблем в сфере планировки территории, ведь она обеспечивает: понимание электронной карты, включающей все графические документы территориального планирования, подключение информационных кадастровых слоев с портала Росреестра, связь с информационными ресурсами из открытых источников Google, Yandex, и пр., управление реестра градостроительных регламентов одновременно с картами функционального и территориального зонирования. Также в функции данной программы входят ведение книг ИСОГД, управление градостроительным документооборотом, автоматизированное осуществление градостроительного плана земельного участка, чтение и формирование XML документов по утвержденным правилам Росреестра [10].

Для подготовки карт и генеральных планов, в данном продукте применяются встроенные прикладные задачи, такие как: редактор карты, расчеты по карте, трансформирование растровых и векторных данных, комплекс 3D анализа [11]. Данные для материалов по обоснованию схем территориального планирования и генерального плана включает определенные виды пространственных данных:

- веб-слои, по протоколам OGC (автоматически подключаются в состав единого окна электронной карты);
- растровые карты;
- векторные карты (в местных системах координат, происходит расчет параметров МСК по набору точек);
- базы атрибутивных данных, имеющие пространственную привязку (интегрированы в состав схем и планов методами геокодирования данных или при помощи сервиса картографической поддержки баз данных) [8].

В списке современных методов пространственного планирования, также большую популярность имеет методика использования космических съемок, функцией которых является возможность своевременного получения объективной информации о состоянии окружающей среды и хозяйства изучаемой территории в определенный промежуток времени, путем создания разнообразных тематических карт, получаемых путем ландшафтного дешифрирования одного и того же снимка.

Современный уровень информационной основы управления развитием территории достаточно снижает возможность принятия управленческих решений, которые приводят к градостроительным ошибкам, чрезвычайным ситуациям и социальным конфликтам. Действительно, намного увеличиваются возможности принятия решений, обеспечивающих наиболее эффективное использование территории [12].

Литература:

1. Зеркин Д.П., Игнатов В.Г. Основы теории государственного управления : курс лекций. – Р-н/Д. : МарТ, 2004. – С. 448.
2. «Градостроительный кодекс Российской Федерации» от 29.12.2004 № 190-ФЗ (ред. от 25.12.2018).
3. О стратегическом планировании в Российской Федерации : Федеральный закон от 28.06.2014 № 172-ФЗ (последняя редакция).
4. Грибкова И.С., Питель Е.К. ГИС и современный опыт их применения // В сборнике: Науки о земле на современном этапе VIII Международная научно-практическая конференция. – 2013. – С. 74–76.
5. Скатерщиков С.В. ГИС в градостроительном проектировании и управлении территориями. – ArcReview, 2001. – № 1 (18). – С. 2–3.
6. Вильнер М.Я. Основы территориального планирования в Российской Федерации. – М. : ООО «ИД «ГРАД-ИНФО»; НП «СРОСЭКСПЕРТ», 2013. – 186 с.
7. Геоинформационный портал ГИС-Ассоциации. – URL : <http://www.gisa.ru/78413.html>
8. Мамышева Е.Г., Загоруйко А.Е. Обзор технологических платформ для формирования ИСОГД // Управление развитием территории. – 2010. – № 3.
9. URL : <https://www.esri-cis.ru/news/arcreview/detail.php?ID=1564> (13.05.2019).
10. URL : <https://gisinfo.ru/projects/61.htm> (11.05.2019).

11. Осенняя А.В. [и др.]. Технический учет и инвентаризация объектов недвижимости : Анализ действующей системы технического учета и инвентаризации объектов капитального строительства / Кубанский государственный технологический университет. – Краснодар, 2012. – Т. 1. – Ч. 1.

12. Грибкова И.С., Попова О.С. Муниципальные геоинформационные системы: проблемы и пути решения // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2016. – № 11. – С. 143–154.

References:

1. Zerkin D.P., Ignatov V.G. Fundamentals of the Theory of Public Administration: a course of lectures. – R-n/D. : March, 2004. – P. 448.

2. «Urban Development Code of the Russian Federation» of 29.12.2004 № 190-FZ (edited on 25.12.2018).

3. On strategic planning in the Russian Federation : Federal Law № 172-FZ of 28.06.2014 (last edition).

4. Gribova I.S., Pitel E.K. GIS and modern experience of their application // In the collection: Earth sciences at the present stage of the VIII International Scientific and Practical Conference. – 2013. – P. 74–76.

5. Tableclothshikov S.V. GIS in urban planning and territory management. – ArcReview, 2001. – № 1 (18). – P. 2–3.

6. Wilner M.Y. Fundamentals of territorial planning in the Russian Federation. – M. : «GRAD-INFO» LTD.; NP «RASSEXPERT», 2013. – 186p.

7. Geoinformation portal of GIS-Association. – URL : <http://www.gisa.ru/78413.html>

8. Mamysheva E.G., Zagoruiko A.E. Review of the technological platforms for ISoGD formation // Territory development management. – 2010. – № 3.

9. URL : <https://www.esri-cis.ru/news/arcreview/detail.php?ID=1564> (13.05.2019).

10. URL : <https://gisinfo.ru/projects/61.htm> (11.05.2019).

11. Autumn A.V. [et al.]. Technical accounting and inventory of real estate : Analysis of the current system of technical accounting and inventory of capital construction objects / Kuban State Technological University. – Krasnodar, 2012. – Vol. 1. – Part 1.

12. Gribova I.S., Popova O.S. Municipal Geoinformation Systems: Problems and Solutions // Electronic Network Polythematic Journal «Scientific Works of Kuban State Technical University». – 2016. – № 11. – P. 143–154.

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ**



**INNOVATIVE TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

УДК 378.147:378.018.43

ДИДАКТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ НАРОДНЫХ СКАЗОК

DIDACTIC POTENTIAL OF FOLK TALES

Романова Марина Леонидовна

кандидат педагогических наук, доцент,
доцент кафедры физики,
Кубанский государственный
технологический университет

Romanova Marina Leonidovna

Candidate of Pedagogical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of Physics,
Kuban State Technology University

Савченко Владислав Геннадьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Savchenko Vladislav Gennadievich

Student,
Kuban State Technology University

Мишков Даниил Андреевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Mishkov Daniil Andreevich

Student,
Kuban State Technology University

Кононенко Дмитрий Игоревич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Kononenko Dmitry Igorevich

Student,
Kuban State Technology University

Бевз Екатерина Александровна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет

Bevz Ekaterina Alexandrovna

Student,
Kuban State Technology University

Березина Анастасия Игоревна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет

Berezina Anastasia Igorevna

Student,
Kuban State Technological University

Аннотация. Известно, что культура мышления – одна из важнейших компетенций (лично-профессиональных качеств), которые должны формироваться у обучающегося на всех ступенях системы непрерывного образования (точнее, в течение всей жизни). Авторами обосновано, что семантический анализ народных сказок, включая установление смыслового соответствия между ними, является значимым фактором формирования культуры мышления индивида, а также иных принципиально важных компетенций (лично-профессиональных качеств).

Annotation. It is known that the culture of thinking is one of the most important competencies (personal and professional qualities), which should be formed in the student at all stages of continuous education (more precisely, throughout life). The authors substantiate that the semantic analysis of folk tales, including the establishment of semantic correspondence between them, is an important factor in the formation of the culture of thinking of the individual, as well as other fundamentally important competencies (personal and professional qualities).

Ключевые слова: народные сказки, дидактический потенциал, личностное развитие, культура мышления.

Keywords: folk tales, didactic potential, personal development, culture of thinking.

Введение

В настоящее время на всех ступенях системы непрерывного образования утвердился компетентностный подход, который провозглашает приоритетным целостное развитие личности обучающегося, а не становление отдельных знаний и умений; данный подход, в отличие от знаниевой парадигмы, главным критерием образованности индивида провозглашает способность к эффективному управлению знаниями и умениями, в целом – умение мыслить [1–3]. Отметим, что компетентностный подход нашёл официальное отражение не только в федеральных государственных образова-

тельных стандартах для высшего и среднего профессионального образования, но также в стандартах для общего образования.

Одной из компетенций (лично-профессиональных качеств), формируемых в течение всей жизни человека (в более узком смысле – на всех ступенях системы непрерывного образования), является культура мышления. Следует отметить, что существует немало и иных компетенций (лично-профессиональных качеств), формируемых в течение всей жизни; это, например, толерантность, физическая культура личности, дисциплинированность, коммуникативная культура, информационная компетентность и т.д. В рамках настоящей статьи нас в дальнейшем будет интересовать, прежде всего, культура мышления, а также толерантность и информационная компетентность [2, 3].

В то же время, для авторов настоящей статьи очевидно, что основа формирования компетенций (лично-профессиональных качеств) по-прежнему остаётся предметно-содержательной. На относительно ранних этапах онтогенеза немалую роль в развитии личности играет освоение (понимание) народного фольклора, т.е. народных сказок. К сожалению, дидактический (развивающий, воспитательный) потенциал народного фольклора в настоящее время используется далеко не полностью. Первичный анализ информационного пространства сказок различных народов показал, что немалая доля из них сходны по смыслу, что однозначно отражает духовное единство человеческой цивилизации (точнее, единство духовного опыта человечества). Например, сходными по смыслу являются сказки «Два брата» (абхазская сказка) и «Два жадных медвежонка» (венгерская сказка); суть сказок в том, что вражда между родственниками выгодна любому «нечистому на руку». Или, например, сходными по смыслу являются сказки «Три брата» (ненецкая сказка) и «Как на свете появились летающие рыбы» (кхмерская сказка); суть сказок в том, что только трудолюбие и упорство позволят достичь цели (добиться результата). Авторам настоящей статьи удалось также выделить не только пары схожих по смыслу сказок, но также и более высокую арность отношения «семантическое сходство». Например, схожими по смыслу являются сказки «Сила и смекалка» (латвийская сказка), «Больше умом, чем силой» (венгерская сказка), «Не силой, а умом» (белорусская сказка) и «Как человек всех зверей победил» (кабардинская сказка); суть всех четырёх сказок в том, что ум значительно важнее физической силы.

Проблема исследования

Вопрос: каким образом повысить эффективность использования дидактического потенциала народного фольклора?

Цель исследования

Разработка технологии применения дидактического потенциала народного фольклора.

Результаты исследования

С точки зрения авторов, семантическое сходство сказок различных народов не просто подтверждает единство духовного опыта человечества, но также является основой для создания информационных обучающих материалов, применяемых для формирования культуры мышления младших школьников. Контрольно-компетентностное оценочное задание для младших школьников состоит в следующем: установить смысловое соответствие прочитанных народных сказок (сказок разных народов). Обучающемуся предоставляется таблица с наименованиями сказок (пример – в таблице 1), разделённая на левую и правую колонки, а также тексты самих анализируемых народных сказок (распечатаны на отдельных листах), а он должен нарисовать в таблице линии соответствия между схожими по смыслу сказками; если таких сказок более двух, то он должен нарисовать линии соответствия между всеми схожими по смыслу сказками. Ответы к таблице 1: 1–4, 1–6, 2–5, 2–3, 3–1, 4–7, 5–2 (в целом, 1–4–6, 2–3–5, 3–1, 4–7, 5–2).

Таблица 1 – Пример таблицы соответствия между сходными по смыслу народными сказками

| № | Сказка | № | Сказка |
|----|--|----|--|
| 1. | Сила и смекалка (латвийская сказка) | 1. | Каша из топора (русская сказка) |
| 2. | По заслугам расчёт (шведская сказка) | 2. | Джонни-пончик (английская сказка) |
| 3. | Бульон из камня (португальская сказка) | 3. | Как мужик волка спас (мордовская сказка) |
| 4. | Жадная старуха (русская сказка) | 4. | Старик и тигр (монгольская сказка) |
| 5. | Колобок (русская сказка) | 5. | Лев и коза (африканская сказка) |
| | | 6. | Как лягушка победила слона (лаосская сказка) |
| | | 7. | Нищий и счастье (арабская сказка) |

Предложенный метод формирования культуры мышления возможно реализовать с помощью современных компьютерных технологий. При этом таблицу соответствия возможно трансформировать в компьютерное тестовое задание на установление соответствия, а текст самих народных сказок аффилировать к наименованиям в таблице через гиперссылки.

Кроме того, великолепным средством формирования культуры мышления младших школьников могут служить задания на установление соответствия между афоризмами (поговорами, поговорками или изречениями великих людей) и народными сказками (определение, какой афоризм наиболее близко отражает суть и содержание сказки); пример приведён в таблице 2 (ответы: 1–4, 2–5, 3–1, 4–2, 5–6, 6–8, 7–3, 8–7).

Таблица 2 – Пример таблицы соответствия между народными сказками и афоризмами

| № | Сказка | № | Афоризм |
|----|---|----|---|
| 1. | Мышонок и волшебник (индийская сказка) | 1. | Дружному стаду и волк не страшен |
| 2. | Лёгкий хлеб (белорусская сказка) | 2. | В поте лица добывают хлеб насущный |
| 3. | Мышь и воробей (эстонская сказка) | 3. | Делать добро дуракам так же бесполезно, как подливать воду в море |
| 4. | Трудовые деньги (адыгейская сказка) | 4. | Смелый умирает один раз, трус вечно умирает от страха |
| 5. | Как мужик волка спас (мордовская сказка) | 5. | Лёгкие пути ведут в тупик |
| 6. | Как бедняк разбогател (латвийская сказка) | 6. | За добро надо платить добром, а за зло – по справедливости |
| 7. | Нищий и счастье (арабская сказка) | 7. | Ничто не обходится нам так дешёво и не ценится так дорого, как вежливость |
| 8. | Морозко (русская сказка) | 8. | Чем труднее цель, тем радостней победа |

Кроме того, возможно применение тестовых заданий закрытого типа для установления соответствия между народной сказкой и афоризмами. Приведём пример задания. Какой афоризм наиболее близок по смыслу и содержанию сказке «Почему у зайца длинные уши» (мансийская сказка): 1) Лёгкие пути ведут в тупик; 2) Смелый умирает один раз, трус вечно умирает от страха; 3) Не откладывай на завтра то, что можно сделать сегодня; 4) Дружному стаду и волк не страшен. Верный ответ: 2.

Применение заданий подобного типа способствует формированию не только культуры мышления, но и операционного (когнитивного) компонента толерантности обучающихся. Известно, что толерантность – способность к правильному пониманию и уважению индивидуальных и межкультурных различий, к бесконфликтному взаимодействию с поликультурной социальной средой [2]. Благодаря установлению семантического сходства сказок различных народов обучающийся убеждается в духовном единстве человечества, в возможности диалога культур. Действительно, культуры различных народов различны, но в своей основе они сходны (сходны и основы жизни), что создаёт благоприятные предпосылки для понимания «другого». Например, ни одна культура не «прославляет» лень, глупость, трусость, хамство и т.д.

Заключение

Безусловно, становление культуры личности обучающегося – многофакторный процесс. Тем не менее, на ранних ступенях системы непрерывного образования чтение и семантический анализ народных сказок (особенно установление смыслового соответствия) может и должно иметь место в формировании культуры личности.

Литература:

1. Цукерман Г.А. Диагностика критического мышления / Г.А. Цукерман, О.В. Митина // Вопросы психологии. – 2015. – № 3. – С. 15–30.
2. Черных А.И. Мониторинг качества и эффективности непрерывного профессионального образования / А.И. Черных, Т.Л. [и др.]. – Краснодар : КубГТУ, 2016. – 264 с.
3. Шапошников В.Л. Взаимосвязь становления исследовательской и информационной компетентности студентов в условиях информатизации образования / В.Л. Шапошников [и др.] // Среднее профессиональное образование. – 2017. – № 1. – С. 37–41.

References:

1. Zuckerman G.A. Diagnostics of critical thinking / G.A. Zuckerman, O.V. Mitina // Voprosy psichologii. – 2015. – № 3. – P. 15–30.
2. Chernykh A.I. Monitoring of the quality and efficiency of the continuous professional education / A.I. Chernykh, T.L. [et al.]. – Krasnodar : Kuban State Technical University, 2016. – 264 p.
3. Shaposhnikov V.L. Interrelation of the students' research and information competence formation under the conditions of the education informatization / V.L. Shaposhnikov [et al.] // Secondary professional education. – 2017. – № 1. – P. 37–41.

УДК 378.147:378.018.43

**СОВРЕМЕННЫЕ МОДЕЛИ ПОИСКА ЭКВИВАЛЕНТНЫХ НАРОДНЫХ СКАЗОК
В ИНФОРМАЦИОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ**

**MODERN MODELS SEARCH EQUIVALENT OF FOLK TALES
IN THE INFORMATION SPACE**

Романова Марина Леонидовна

кандидат педагогических наук, доцент,
доцент кафедры физики,
Кубанский государственный
технологический университет

Савченко Владислав Геннадьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Мишков Даниил Андреевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Кононенко Дмитрий Игоревич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Бевз Екатерина Александровна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет

Березина Анастасия Игоревна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Известно, что народные сказки (в целом – народный фольклор) – одна из важнейших составляющих культуры любого народа (нации); с точки зрения математики, совокупность сказок народа – информационное пространство его фольклора (сама же сказка является информационной «единицей» фольклора). Также известно, что семантические схожие (т.е. схожие по смыслу) сказки разных народов свидетельствуют об их духовном единстве. Огромное число народных сказок, отражающих духовное единство человечества, затрудняет поиск семантически схожих сказок в информационном пространстве культуры человечества. Авторами представлены информационно-вероятностные модели указанного поиска.

Ключевые слова: народные сказки, семантика, культура, информационное пространство, модель, поиск.

Romanova Marina Leonidovna

Candidate of Pedagogical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of Physics,
Kuban State Technology University

Savchenko Vladislav Gennadievich

Student,
Kuban State Technology University

Mishkov Daniil Andreevich

Student,
Kuban State Technology University

Kononenko Dmitry Igorevich

Student,
Kuban State Technology University

Bevz Ekaterina Alexandrovna

Student,
Kuban State Technology University

Berezina Anastasia Igorevna

Student,
Kuban State Technological University

Annotation. It is known that folk tales (in General – folk) – one of the most important components of the culture of any people (nation); from the point of view of mathematics, a set of folk tales – the information space of its folklore (the fairy tale itself is an information «unit» of folklore). It is also known that the semantic is similar (i.e. similar in meaning) tales of different people testify of their spiritual unity. A huge number of folk tales, reflecting the spiritual unity of mankind, makes it difficult to search for semantically similar tales in the information space of human culture. The authors present information-probabilistic models of this search.

Keywords: folk tales, semantics, culture, information space, model, search.

Введение

В настоящее время очевидно, что народный фольклор – неотъемлемая составляющая информационного пространства культуры народа (нации); народные сказки – важнейшая составляющая фольклора [1]. Также известно, что семантические схожие

(т.е. схожие по смыслу) сказки разных народов свидетельствуют об их духовном единстве (в дальнейшем эквивалентными сказками будем называть семантически схожие сказки). Например, эквивалентными по смыслу являются сказки «Бульон из камня» (португальская сказка) и «Каша из топора» (русская сказка); общий смысл обеих сказок в том, что заинтересованное лицо хитростью заставило хозяев приготовить вкусный обед. Эквивалентные сказки – чрезвычайно важные «точки соприкосновения» различных культур, т.к. являются отражением сходства духовного опыта различных народов.

Для диагностики духовного единства человеческой цивилизации (точнее, единства духовного опыта человечества) необходимы данные обо всех эквивалентных народных сказках. Вместе с тем, информационное пространство даже одной культуры (культуры одного народа) достаточно большое; информационное пространство человечества – невообразимо огромно (в контексте статьи под информационным пространством будем понимать множество народных сказок, т.е. информационных элементов-«единиц» фольклора). Безусловно, среди огромного множества народных сказок очень трудно отыскать все эквивалентные по смыслу.

Даже в условиях информационного общества, в котором благодаря Интернет-технологиям информационный фонд человечества становится доступным каждому индивиду, задача поиска эквивалентных сказок не упрощается. Интернет-технологии лишь позволяют осуществить переход от либерпространства (пространства книг и библиотек) к киберпространству, т.е. обеспечивают открытый доступ пользователя к информационным ресурсам соответствующих веб-сайтов (например, «Планета сказок»), но не позволяют автоматизировать семантический анализ информационных «единиц» народных фольклоров.

Проблема исследования

Вопрос: от каких факторов зависит успешность поиска эквивалентных народных сказок?

Цель исследования

Разработка информационно-вероятностных моделей поиска эквивалентных сказок.

Результаты исследования

Пусть F_i – множество сказок i -го народа (или группы народов, например, народов Африки или индейских народов Северной Америки), тогда общее множество народных сказок у человечества:

$$F = \bigcup_{i=1}^N F_i,$$

где U – символ объединения множеств, N – число народов (наций).

Очевидно, что:

$$f_i = P(F_i), \quad f = P(F),$$

где P – мощность множества, f – общее число народных сказок у человечества, f_i – число народных сказок у i -го народа (обе вышеуказанные величины назовём объёмом информационного пространства фольклора, соответственно, у человечества и отдельного народа).

Любая человеческая деятельность – стохастический (вероятностный) процесс [2, 3], поэтому модели поиска эквивалентных сказок могут быть только вероятностными. Пусть множество эквивалентных сказок, соответствующих некой j -й семантике (смыслу), составит D_j ; соответственно, отражением духовного единства человечества является множество сказок:

$$D = \bigcup_{j=1}^M D_j; \text{ очевидно, что } D \subseteq F,$$

где \subseteq – символ вложенности множеств, M – число семантик, объединяющих более одной сказки. Мощность j -й семантики d_j – число сказок, имеющих общий смысл (т.е. мощность множества D).

Например, мощность семантики «Ум важнее физической силы» равна шести, т.к. объединяет по смыслу сказки «Старик и тигр» (монгольская сказка), «Как человек всех зверей победил» (кабардинская сказка), «Не силой, а умом» (белорусская сказка), «Больше умом, чем силой» (венгерская сказка), «Сила и смекалка» (латвийская сказка) и «Как лягушка слона победила» (лаосская сказка).

Какова вероятность того, что индивид, осуществляющий поиск сказок в информационном пространстве, выявит z сказок из d_j ? Определим вначале вероятность ρ того, что индивид правильно идентифицирует хотя бы семантическую пару эквивалентных сказок, установив их общую семантику. Пусть ρ_1 и ρ_2 – вероятности того, что индивид найдёт в информационном пространстве соответственно первую и вторую эквивалентные сказки, z – вероятность того, что он сумеет идентифицировать общую семантику этих сказок, тогда, согласно теореме о вероятностях независимых событий и теореме об условной вероятности,

$$\rho = z \cdot \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot q,$$

где q – величина, зависящая от фактора памяти и фактора времени (данная величина тем больше, чем лучше память индивида и меньше временной интервал между найденными сказками).

Очевидно, что величина z напрямую зависит от информационной культуры личности (не путать с информационной компетентностью!) и подчиняется логистической модели:

$$z = \frac{e^k}{1 + e^k},$$

где аргумент – уровень информационной культуры личности (в логитах).

Также очевидно, что:

$$q = 2^{-\frac{t}{T}},$$

где T – период полузабывания полученной информации, t – фактический интервал времени между нахождением сказок.

Возникает следующий вопрос. Индивид осуществляет поиск сказок посредством Интернет-технологий. Но известно, что успешность нахождения (и скачивания) некой информации в сети Интернет зависит как от уровня информационной компетентности индивида, так и от качества работы технической информационной системы [2, 3]. Следует ли учитывать вероятностные величины, детерминированные двумя вышеуказанными факторами? С точки зрения авторов настоящей статьи, нет. Надёжность современных Интернет-соединений достаточно высока (очень близка к 1.0), и учитывать незначительную степень ненадёжности – лишь усложнять модель. Точно так же, если у индивида высокий уровень информационной компетентности (не менее грамотности, а тем более – образованности или творческий), то вероятность успешной работы (поиска информации в киберпространстве) достаточно близка к 1.0.

Определим теперь вероятность того, что индивид найдёт оставшиеся эквивалентные $z-2$ сказок. Очевидно, что данная вероятность, согласно теореме о вероятности независимых событий, составит:

$$\rho' = \rho \cdot \prod_{i=1}^{z-2} (\rho_{i+2} \cdot W_i),$$

где ρ_{i+2} – вероятность того, что индивид найдёт в информационном пространстве $(i+2)$ -ю сказку, W_i – вероятность того, что индивид сумеет идентифицировать смысловое сходство найденной сказки с уже имеющимися в совокупности. Очевидно, что W_i детерминирована не только величиной z , но также накопленным опытом поиска и идентификации сказок, аффилированных к конкретному смыслу.

Так, например, если индивид уже отыскал и идентифицировал эквивалентные сказки «Старик и тигр» (монгольская сказка) и «Не силой, а умом» (белорусская сказка), то ему, при условии того, что он найдёт соответствующие сказки, легче будет идентифицировать с вышеуказанной парой семантическое сходство таких сказок, как «Как человек всех зверей победил» (кабардинская сказка), «Больше умом, чем силой» (венгерская сказка), «Сила и смекалка» (латвийская сказка) и «Как лягушка слона победила» (лаосская сказка).

Заключение

Перспективы исследований авторы видят в выделении инфометрических критериев (инфометрия – «симбиоз» информатики и метрологии) духовного единства человечества.

Литература:

1. Семенов А.А. Перспективы национальных культур в эпоху глобализации / А.А. Семенов, Е.А. Карапетян // Общество: философия, история, культура. – 2018. – № 12. – С. 164–168.
2. Черных А.И. Мониторинг качества и эффективности непрерывного профессионального образования / А.И. Черных [и др.]. – Краснодар : КубГТУ, 2016. – 264 с.
3. Шапошников В.Л. Взаимосвязь становления исследовательской и информационной компетентности студентов в условиях информатизации образования / В.Л. Шапошников [и др.] // Среднее профессиональное образование. – 2017. – № 1. – С. 37–41.

References:

1. Semyonov A.A. Prospects of national cultures in the globalization epoch / A.A. Semyonov, E.A. Karapetyan // Society: philosophy, history, culture. – 2018. – № 12. – P. 164–168.
2. Chernykh A.I. Monitoring of the quality and efficiency of the continuous professional education / A.I. Chernykh [et al.]. – Krasnodar : Kuban State Technical University, 2016. – 264 p.
3. Shaposhnikov V.L. Interrelation of the students' research and information competence formation under the conditions of the education informatization / V.L. Shaposhnikov [et al.] // Secondary professional education. – 2017. – № 1. – P. 37–41.

Порядок публикации статьи

- Статья, предоставляемая для публикации в журнале, должна быть ранее неопубликованной, актуальной, обладать новизной, **тщательно вычитана**.
- Статья должна соответствовать **Правилам оформления**.
- Содержание статьи должно соответствовать тематикам рубрик журнала.
- В стоимость публикации входит один печатный экземпляр журнала, публикация в сетевой версии журнала (на сайте <http://id-yug.com>), почтовая доставка, сопровождение в системе РИНЦ.

Редакционный совет в течение 3–5 дней рассматривает предоставленную статью. В случае положительного решения о публикации редакция направляет Вам договор (оферта), счет (квитанцию) на оплату.

В случае необходимости редакция может затребовать предоставление заключения внутрифирменных служб экспортного контроля по материалам статьи.

Предоставляемая статья должна содержать следующие компоненты:

- Код УДК;
- Сведения об авторах (*рус./англ.*):
 - а) фамилия, имя, отчество (полностью);
 - б) ученая степень;
 - в) ученое звание;
 - г) должность, место работы (без сокращений);
 - д) контактный телефон;
 - е) контактный E-mail автора.
- Название статьи (*рус./англ.*);
- Аннотация (*рус./англ.*);
- Ключевые слова (*рус./англ.*);
- Основной текст статьи на русском языке (рекомендуется не менее 3-х страниц);
- Список литературы (*рус./англ.*).

Текст статьи должен быть набран в текстовом редакторе Word 1997–2007, шрифт Times New Roman, кегль – 14, межстрочный интервал – 1, абзацный отступ 1,25 см., все поля – 2,5 см, страницы не нумеровать, для выделений использовать *курсив*, **жирный шрифт**, **а также их сочетание**.

Таблицы набираются в текстовом редакторе Word 1997–2007, шрифт Times New Roman, кегль – 12. Таблицы нумеруются и подписываются. В тексте статьи указываются ссылки на таблицы.

Иллюстрации (рисунки, графики, диаграммы, фотографии) должны быть встроены в текст в виде картинок, в оттенках серого, разрешением 300 dpi. Иллюстрации нумеруются (нумерация сквозная арабскими цифрами) и подписываются. В тексте статьи указываются ссылки на иллюстрации.

Формулы набираются в редакторе формул Microsoft Equation 3.0. Все формулы должны иметь сквозную нумерацию арабскими цифрами. Номера формул оформляются в круглых скобках.

Сноски оформляются постранично.

Ссылки на литературу оформляются в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008 и ГОСТ 7.82-2001. Ссылки оформляются в порядке упоминания или цитирования в тексте в квадратных скобках арабскими цифрами.

Более подробную информацию можно получить на сайте www.id-yug.com

График выхода журнала и приема статей на 2019 г.

| № журнала | Прием статей до: | Выход журнала: |
|-----------|------------------|----------------|
| 1 | 31 марта | 14 апреля |
| 2 | 30 июня | 14 июля |
| 3 | 29 сентября | 13 октября |
| 4 | 22 декабря | 29 декабря |

НАУЧНЫЙ МУЛЬТИДИСЦИПЛИНАРНЫЙ ЖУРНАЛ
НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ
(политехнический вестник)

2019, № 2

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY

(polytechnical bulletin)

2019, № 2

www.id-yug.com

Редактор – А.С. Семенов

Editor – A.S. Semenov

Оригинал-макет – М.Б. Жаренко

Dummy – M.B. Zharenko

Дизайн обложки – М.Б. Жаренко

Design of a cover – M.B. Zharenro

Сдано в набор 11.08.2019.
Подписано в печать 15.08.2019.
Формат 60 x 84¹/₈.
Бумага офсетная.
Печать riso.
Уч.-изд. л. 21,6.
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 11.08.2019.
It is sent for the press 15.08.2019.
Format 60 x 84¹/₈.
Offset paper.
Riso press.
Ed.-prod. l. 21,6.
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 № 2272

Order No. 2272

Тел.: +7(918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Сайт: www.id-yug.com

Ph.: +7(918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Site: www.id-yug.com