

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Научно-технический журнал
Издается с июля 2024 г.

1 (2)' 2025

Выходит два раза в год

Учредители

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого»

Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть»

Главный редактор

А. В. Путятю, д-р техн. наук, профессор, ректор учреждения образования
«Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого»
(Гомель, Беларусь)

Заместители главного редактора

А. Б. Невзорова, д-р техн. наук, профессор (Гомель, Беларусь),
А. Г. Ракутько, канд. техн. наук (Гомель, Беларусь)

Ответственный секретарь

О. Н. Кучерявенко

Редакционная коллегия

А. А. Бойко, д-р техн. наук, профессор (Гомель, Беларусь)
А. И. Гавриленко, канд. техн. наук (Гомель, Беларусь)
В. Г. Жогло, д-р геол.-минерал. наук, доцент (Минск, Беларусь)
А. В. Каримов, канд. техн. наук, доцент (Ташкент, Узбекистан)
И. В. Лымарь, канд. техн. наук (Гомель, Беларусь)
А. В. Насыбуллин, д-р техн. наук, профессор (Альметьевск, Россия)
П. П. Повжик, д-р техн. наук, доцент (Гомель, Беларусь)
Е. Н. Подденежный, д-р хим. наук, доцент (Гомель, Беларусь)
В. Д. Порошин, д-р геол.-минерал. наук, профессор (Гомель, Беларусь)
Д. К. Сагитов, д-р техн. наук, профессор (Уфа, Россия)
А. В. Серебrenников, канд. техн. наук (Гомель, Беларусь)
А. В. Фомкин, д-р техн. наук, доцент (Москва, Россия)
Н. Н. Химич, д-р хим. наук, доцент (Санкт-Петербург, Россия)
В. В. Шиманский, д-р геол.-минерал. наук (Санкт-Петербург, Россия)
И. В. Шпуров, канд. геол.-минерал. наук, д-р техн. наук (Москва, Россия)

Адрес редакции

*Пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель,
Республика Беларусь
Тел./факс +375 232 29 37 30
E-mail: ngi@gstu.by*

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

1 (2)' 2025

Выходит на русском, белорусском и английском языках

Ответственный за выпуск Н. Г. Мансурова

**Редактор Т. Н. Мисюрова
Компьютерная верстка И. П. Минина
Дизайн обложки И. П. Минина**

Подписано в печать 22.05.2025 г.

**Формат 60x84/8. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».
Ризография. Усл. печ. л. 13,02. Уч.-изд. л. 10,42.
Тираж 50 экз. Заказ № 332/42.**

**Издатель и полиграфическое исполнение
Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого.
ЛП № 02330/480 от 20.12.2016 г.
Пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель**

OIL AND GAS ENGINEERING

Scientific and technical journal
Published since July 2024

1 (2)' 2025

Published twice a year

Founders

Sukhoi State Technical University of Gomel

Republican Unitary Enterprise "Production Association "Belorusneft"

Chief editor

Artur V. Putsiata, Doctor of Engineering, Professor, Rector of Sukhoi
State Technical University of Gomel (Gomel, Belarus)

Deputies editor

A. B. Nevzorova, Doctor of Engineering, Professor (Gomel, Belarus)

A. G. Rakutko, Ph.D. in Engineering (Gomel, Belarus)

Executive secretary

O. N. Kucheryavenko

The journal staff

A. A. Boika, Doctor of Engineering, Professor (Gomel, Belarus)

A. I. Gavrilenko, Candidate of Engineering Sciences (Gomel, Belarus)

V. G. Zhoglo, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor (Minsk, Belarus)

A. V. Karimov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor (Tashkent, Uzbekistan)

I. V. Lyamar, Candidate of Engineering Sciences (Gomel, Belarus)

A. V. Nasybullin, Doctor of Engineering, Professor (Almetyevsk, Russia)

P. P. Povzhik, Doctor of Engineering, Associate Professor (Gomel, Belarus)

E. N. Poddenezhnyj, Doctor of Chemical Sciences, Associate Professor (Gomel, Belarus)

V. D. Poroshin, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor (Gomel, Belarus)

D. K. Sagitov, Doctor of Engineering, Professor (Ufa, Russia)

A. V. Serebrennikov, Candidate of Engineering Sciences (Gomel, Belarus)

A. V. Fomkin, Doctor of Engineering, Associate Professor (Moscow, Russia)

N. N. Khimich, Doctor of Chemical Sciences, Associate Professor (St. Petersburg, Russia)

V. V. Shimanskij, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences (St. Petersburg, Russia)

I. V. Shpurov, Candidate of Geologo-Mineralogical Sciences, Doctor of Engineering Sciences
(Moscow, Russia)

Editorial address

48 Prospect Octiabria, Gomel, 246746

Republic of Belarus

Tel./fax +375 232 29 37 30

E-mail: ngi@gstu.by

OIL AND GAS ENGINEERING

1 (2)' 2025

Published in Russian, Belarusian and English

Releaser N. G. Mansurova

Editor T. N. Misyurova

Desktop Publishing I. P. Minina

Cover design I. P. Minina

Signed for publication 22.05.2025

Format 60x84/8. Offset paper. Times headset.

Risography. Printed pages 13,02. Publisher's signatures 10,42.

Print run 50 copies. Order № 332/42.

Publisher and printing execution

Sukhoi State Technical University of Gomel

License for the press no. 02330/480 dated December 20, 2016.

48 Prospect Octiabria, Gomel, 246746

СОДЕРЖАНИЕ

Фурсевич А. В., Машечко Е. И. Проведение минералогических исследований бурового шлама и анализ результатов	7
Ферголец А. П., Пинчук В. Н. Особенности геологического строения межсолевой залежи Гарцевского месторождения и перспективы нефтегазоносности межсолевого комплекса Азерецко-Хобнинской тектонической ступени Припятского прогиба	17
Сошенко А. В., Гулай О. Н., Лобач С. Н. Особенности построения петрофизической модели на основе связей «керна – ГИС» в условиях тонкослоистого разреза на примере петриковско-елецкого горизонтов Северо-Домановичского месторождения	25
Минаков А. В., Кравченко А. Ю., Майлат Я. А., Воробьева С. Н. Возможность применения гидродинамических моделей для решения промысловых задач при проведении гидроразрыва пласта	38
Казак М. В., Мироненко К. В., Гилязитдинов Т. Д., Валенков А. М. Опыт снижения концентрации биополимерного гелеобразователя при проведении гидравлического разрыва пласта в Республике Беларусь	50
Шади Алхатиб, Демяненко Н. А. Развитие методов извлечения капиллярно-удерживаемой и пленочной нефти из залежей на последней стадии разработки	65
Авласенко И. С., Положенко В. В., Порошин Д. В. Инженерная оценка целесообразности применения технологии бурения с регулируемым давлением на Гарцевском нефтяном месторождении Припятского прогиба	77
Попкова Ю. И., Петрикевич П. А., Аммон А. А., Лапицкий И. Ф. Оценка технического состояния полимерной изоляции электропогружного кабеля установок электропогружных центробежных насосов в условиях нефтяных месторождений Беларуси	85
Далба В. С., Ходьков Е. Н., Цагельник А. А. Определение остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях нетрадиционных пород-коллекторов отложений I–III пачки Речицкого месторождения	100

CONTENT

Fursevich A. V., Mashechko E. I. Mineralogical Studies of Drilling Cuttings, and Analysis of Results	7
Fergolets A. P., Pinchuk V. N. Features of the Geological Structure of the Inter-Salt Deposit of the Gartsevskoye Field and Prospects for Oil and Gas Potential of the Inter-Salt Complex of the Azeretsko-Khobninskaya Tectonic Stage of the Pripyat Trough	17
Soshenko A. V., Gulay O. N., Lobach S. N. Features of Building a Petrophysical Model Based on “Core – GWS” Relations in a Thin-layered Section on the Example of the Petriko-Yeletsy Horizons of the Severo-Domanovichskoye Field	25
Minakov A. V., Kravchenko A. Yu., Maylat Ya. A., Vorobyeva S. N. The Possibility of Applying Hydrodynamic Models for Solving Field Problems During Hydraulic Fracturing	38
Kazak M. V., Mironenko K. V., Gilyazitdinov T. D., Valenkov A. M. Experience of Reducing the Concentration of Biopolymer Gel-Forming Agent During Hydraulic Fracturing in the Republic of Belarus	50
Shadi Alkhateeb, Demyanenko N. A. Development of Methods for Extracting Capillary-Held and Film Oil from Deposits at the Last Stage of Development	65
Avlasenko I. S., Pologeenko V. V., Poroshin D. V. Engineering Assessment of the Feasibility of Using Pressure-Controlled Drilling Technology at the Gartsevskoye Field of the Pripyat Trough	77
Popkova Yu. I., Petrikevich P. A., Ammon A. A., Lapitsky I. F. The Technical Condition Assessment of Polymer Insulation of Electric Submersible Cable of Electric Submersible Centrifugal Pump Installations in the Conditions of Oil Fields in Belarus	85
Dalba V. S., Khodkov E. N., Cagelnik A. A. Determination of Residual Water Saturation in Laboratory Conditions of Unconventional Reservoir Rocks of Deposits of the I–III Pack of the Rechitsky Field	100

Уважаемые читатели и авторы!

Перед вами второй номер научно-технического журнала «Нефтегазовый инжиниринг», учрежденного Гомельским государственным техническим университетом имени П. О. Сухого и РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

В первую очередь, я выражаю признательность авторам за участие в создании этого выпуска и надеюсь на дальнейшее сотрудничество. В номере представлены интересные, на мой взгляд, работы, касающиеся различных разделов специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», – от аналитических обзоров технологий до результатов научных исследований и прикладного промышленного опыта. Многогранностью взглядов и направлений научных интересов наших авторов и сформирована концепция представленного номера. Я желаю успехов авторам – пусть ваши научные труды принесут пользу стране и обществу, а журнал «Нефтегазовый инжиниринг» станет авторитетной площадкой для обсуждения актуальных вопросов нефтяной отрасли.

Я обращаюсь и к читателям журнала. Мы стремимся заинтересовать вас в этом издании, заинтересовать в чтении и оценке представленных в нем публикаций. Мнение практиков является чрезвычайно значимым для научного сообщества. Надеюсь, что наш журнал будет полезен в вашей работе. Мы также ждем вас в качестве будущих авторов.

В настоящее время перед журналом «Нефтегазовый инжиниринг» стоят амбициозные задачи, направленные на развитие научного знания в области геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений, технологий строительства скважин и их освоения, добычи нефти, ее сбора, транспорта и подготовки. Редколлегия работает над расширением тематик публикуемых материалов, улучшением качества и формы представленного в статьях материала и, прежде всего, стремится обеспечить их высокий научный уровень. Мы привлекаем молодых ученых, магистрантов и аспирантов, инженерных работников предприятий нефтяной отрасли для научных публикаций. Наш журнал открыт и для обмена научными достижениями с мировой научной общественностью. Редколлегия работает над тем, чтобы обеспечить соблюдение необходимых требований, установленных Высшей аттестационной комиссией Республики Беларусь к «Перечню научных изданий Республики Беларусь для опубликования результатов диссертационных исследований», а также чтобы соответствовать стандартам наукометрических баз данных.

Пользуясь случаем, я благодарю редакцию и редколлегию журнала за достойно проделанную работу по организации выпуска в Республике Беларусь нового профильного научного издания.

Уважаемые читатели и авторы, не сомневаюсь в том, что каждый найдет на страницах журнала «Нефтегазовый инжиниринг» много полезного. С нами будет интересно – мы в начале пути!

Александра РАКУТЬКО,
кандидат технических наук,
заместитель главного редактора,
директор БелНИПИнефть
РУП «Производственное объединение
«Белоруснефть»

УДК 550.3:001.89

ПРОВЕДЕНИЕ МИНЕРАЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ БУРОВОГО ШЛАМА И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

А. В. ФУРСЕВИЧ, Е. И. МАШЕЧКО

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Отмечено, что буровым шламом можно охарактеризовать весь разрез как разведочных, так и эксплуатационных скважин, так как поступление шлама на поверхность при бурении скважин с использованием промывочных жидкостей – естественный технологический процесс. В отличие от кернового материала буровой шлам не является прямым методом получения геологической информации, однако его количество и доступность отбора могут значительно увеличить объем результатов отдельных видов исследований.

Ключевые слова: буровой шлам, керн, исследования бурового шлама, лабораторные исследования, пробоподготовка, геофизические исследования скважин.

Для цитирования. Фурсевич, А. В. Проведение минералогических исследований бурового шлама и анализ результатов / А. В. Фурсевич, Е. И. Машечко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 7–16.

MINERALOGICAL STUDIES OF DRILLING CUTTINGS, AND ANALYSIS OF RESULTS

A. V. FURSEVICH, E. I. MASHECHKO

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. It is noted that drill cuttings can characterize the entire section of both exploration and production wells, since the flow of cuttings to the surface when drilling wells using flushing fluids is a natural technological process. Unlike core material, drill cuttings are not a direct method for obtaining geological information, however, its quantity and availability of sampling can significantly increase the volume of results of certain types of research.

Keywords: drilling cuttings, core, sample preparation, geophysical research, production well.

For citation. Fursevich A. V., Mashechko E. I. Mineralogical studies of drilling cuttings, and analysis of results. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 7–16 ((in Russian).

Введение. Буровой шлам – горная порода, измельченная в процессе бурения и выноса на поверхность промывочной жидкостью [1].

Основные преимущества бурового шлама заключаются в возможности равномерного изучения всего разреза, оперативного проведения исследований, экономия времени и средств, так как отбор шлама не влияет на технологию строительства и не требует проведения дополнительных спуско-подъемных операций [2].

Комплексное и углубленное изучение бурового шлама современными методами в отечественной геологии применяется крайне редко, в отличие от зарубежного опыта, где большое количество сервисных компаний предлагают детальное исследование шлама (Hemostrat, Schlumberger и др.) [3].

Детальное изучение шлама позволяет [4]:

– охарактеризовать и оценить качество возможных коллекторов (оценка типов и объема пустотного пространства) и покрышек. В последние годы наиболее перспек-

тивными в качестве коллекторов выступают низкопоровые породы, главной проблемой которых является определение пограничных значений фильтрационно-емкостных параметров объекта, отвечающих границе «коллектор – не коллектор»;

- изучить нефтегазоматеринские свойства пород всего вскрытого разреза посредством пиролитических исследований рассеянного органического вещества;

- осуществить корректную межскважинную корреляцию, в том числе и в сложных разрезах с учетом перерывов и несогласий. Традиционные методы стратиграфии, основанные на изучении литологического состава, дополняются методами геохимических, минералогических, петрофизических исследований каменного материала и рассеянного органического вещества;

- построить детальную литолого-фациальную и минералогическую модель по всему стволу скважины. Даже при проведении расширенного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) не всегда удается построить правильную минералогическую модель, что приводит к погрешностям при интерпретации. Особенно актуальным этот вопрос является для разрезов со сложной литологией, с преобладанием пород смешанного минералогического состава.

Исследования шлама актуальны как для объектов на заключительных этапах разработки, так и для новых месторождений со сложным геологическим строением. Для месторождений со сложным строением эффективно использование массового изучения шлама эксплуатационных скважин для выбора правильной схемы разработки, а также для прогнозирования новых объектов [5].

Основным сдерживающим фактором широкого развития исследований бурового шлама становится практически полное отсутствие нормативной документации обязательного и добровольного применения, детально регламентирующей исследования данного вида каменного материала. Ввиду этого недропользователь получает весьма малый объем геологической информации, которая практически неприменима для решения сложных геолого-геофизических задач. При этом вызывает сомнение и качество подобной информации, так как зачастую отбор проб ведется с технологическими нарушениями [6]:

- а) дробление одной пробы на несколько, которые описываются и изучаются как отдельные;

- б) отсутствие точной глубинной привязки отбираемой пробы без учета всего комплекса данных станции ГТИ;

- в) отбор проб малого объема, что делает практически невозможным их детальное изучение;

- г) отмывка проб от бурового раствора на неудовлетворительном уровне;

- д) невыполнение отбора шлама из интервалов бурения с керном, что значительно затрудняет или делает невозможным корреляцию «шлам – керн».

Детальные исследования бурового шлама требуют адаптации методик технической подготовки проб и проведения лабораторных испытаний в зависимости от параметров бурения, компоновки бурового инструмента, применяемого бурового раствора и пр. Эти сложности не позволяют применять одни и те же подходы массово и унифицированно [7].

При интерпретации данных, полученных при исследовании шлама, необходимо учитывать следующие специфические ограничения, присущие этому виду каменного материала [8]:

- различная размерность частиц, полученных при разбурировании одного интервала, что приводит к гидравлическому фракционированию в восходящем токе промысловой жидкости;

- загрязнение отбираемой пробы буровым раствором и механическими примесями (это ограничение сводится к минимуму при качественной отмывке проб);

– многие виды аналитических исследований, проводимые на шламе, работают с определенными ограничениями. Уровень интерпретации данных, полученных по шламу, зависит от качества предшествующих исследований керна. В общем случае результаты изучения шлама более информативны при использовании корреляции «шлам – керн» и «шлам – ГИС».

Шлам представляет собой сыпучий материал и состоит из частиц сравнительно небольшого размера. Это резко сокращает набор методов, которыми может быть проанализирован шлам, но в то же время требует применения специальных технологических и методических решений. Однако следует помнить, что некоторые литотипы (тонкодисперсные, рыхлые разности) при бурении разрушаются столь сильно, что могут не попасть (частично или полностью) в состав отбираемых проб шлама или смываться при отмывке шлама от бурового раствора. Это приведет к резкому сокращению доли тонкодисперсных компонентов породы в анализируемых пробах [9].

Шлам, отобранный при разбуривании определенного интервала, даже при условии полного соответствия глубины по бурению (и глубины отбора шлама соответственно) и каротажной глубины отражает состав и свойства не только этого интервала, но и значительной части вышележащих пород, пройденных долотом ранее. Это обусловлено как осыпанием недавно разбуренных пород, так и запаздыванием выноса шлама из-за разного веса агрегатов. Однако в целом шлам отличается хорошей представительностью, так как в анализ вовлекаются все литотипы, характеризующие значительный интервал разреза [10].

Цель работы. Разработка методик пробоподготовки и проведение комплекса лабораторных исследований на буровом керне. Сравнение результатов минералогических исследований, полученных на образцах шлама и образцах керна.

Описание методики пробоподготовки бурового шлама к комплексу лабораторных исследований. Пробоподготовка бурового шлама к лабораторным исследованиям состоит из следующих этапов:

- Регистрация шлама, которая включает сортировку образцов шлама в порядке возрастания глубины, пересчет и регистрацию в сводной таблице Excel.
- Гидратация образцов: образцы помещают в стеклянные стаканы и заливают 100 мл дистиллированной воды на 4 ч. В начале и конце замачивания полученная суспензия перемешивается. В процессе замачивания происходит отделение водорастворимых частиц бурового раствора от частиц горной породы.
- Отмыв шлама: отмыв производится дистиллированной водой в объеме, не менее 1 л, до достижения прозрачности сливаемой жидкости. При этом происходит смыв частиц размером менее 100 мкм, представленных в основном гидратированными частицами бурового раствора.
- Сушка шлама: после мокрого отсева образец из сита переносится в выпарную фарфоровую чашу и помещается в сушильный шкаф на 4 ч при температуре 50 °С.
- Измельчение образцов: метод измельчения зависит от объема высушенного образца. Если объем составляет менее 10 мл, то измельчение производится ручным методом путем растирания молотком на стальной наковальне. Если объем образца составляет более 10 мл, то измельчение производится механическим методом с использованием планетарной мельницы.

Исследование минерального состава бурового шлама и анализ результатов. Исследование минерального состава бурового шлама проводилось на рентгеновском дифрактометре SmartLab SE с использованием более чем 700 образцов бурового шлама.

Результаты исследований бурового шлама были сопоставлены с данными анализа минерального состава керна для оценки их адекватности. По итогам сопоставления представленных результатов было построено два типа графиков: график сходимости

минерала по шламу и по керну (рис. 1) и график содержания минералов в разрезе скважины по керну и по шламу (рис. 2). Также проводилась статистическая обработка результатов сопоставления, которая позволила получить следующую информацию: среднюю разницу; среднее соотношение; процент образцов с соотношением менее 1,5; процент образцов с разницей менее 10 %; коэффициент сходимости.

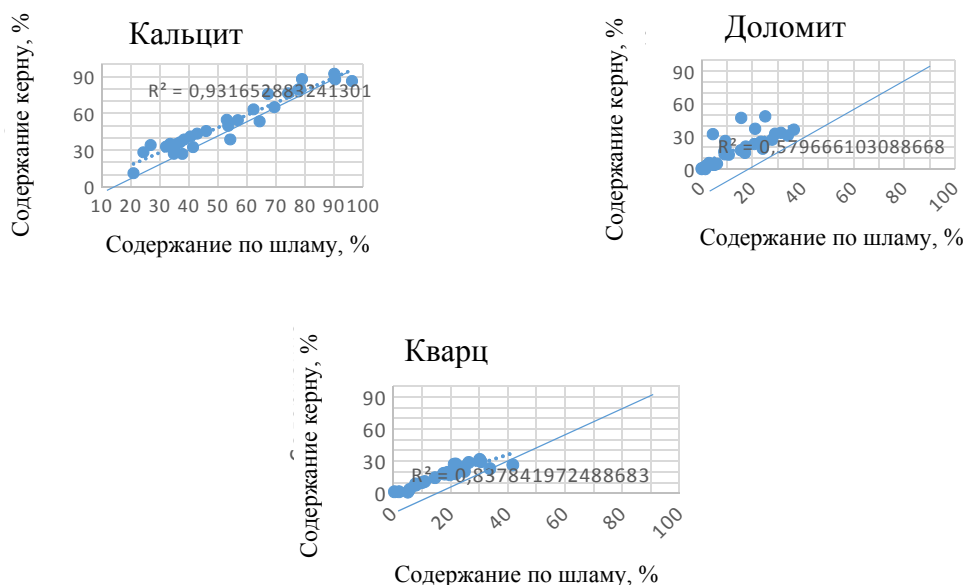


Рис. 1. Примеры графиков сходимости основных минералов, измеренных по шламу и рассчитанных из измеренных по керну (скважина Речицкая 21s2, отложения петриковского горизонта)

Fig. 1. Examples of convergence graphs of basic minerals measured from sludge and calculated from core measurements (Rechitskaya well 21s2, deposits of the Petrikov horizon)

Был проведен анализ сходимости результатов минералогических исследований с учетом отложений, из которых были отобраны образцы бурового шлама и керна, а именно: терригенные, карбонатные (межсолевые, подсолевые), соленосные (верхнесоленосные, нижнесоленосные). Отсутствие возможности определения сходимости отмечается в скважинах В-Некрасовская 1 (2510–2549 м; 4385–4408 м), Геологическая 11 (4145–4347 м), С-Домановичская 81g (2430–2447 м), Речицкая 19s3 (2075–2122 м) и Осташковичская 9220 (2855–3270 м) по причине того, что в исследуемых интервалах отбора шлама отбор кернового материала не производился. Приведенные интервалы отбора образцов бурового шлама характеризуют соленосные отложения. В единичном случае (скважина В-Некрасовская 1: интервал отбора шлама – 4385–4408 м) образцы бурового шлама представляют характеристику отложений кристаллического фундамента. Ввиду того, что отложения кристаллического фундамента охарактеризованы буровым шламом только в скважине В-Некрасовская 1, проанализировать сходимость не представляется возможным из-за отсутствия аналогичных интервалов отборов бурового шлама и кернового материала. В соленосных отложениях отбор шлама производился в скважинах Валавская 5 (2755–2791 м), также в данном интервале осуществлялся отбор кернового материала (2761,3–2779,3 м; 2779,3–2797,3 м), что позволяет произвести анализ сходимости соленосных отложений. Исходя из результатов анализируемых данных, в скважине Валавская 5, в верхнесоленосных отложениях отмечена хорошая сходимость, а в скважине Речицкая 21s2 наблюдается отличная

сходимость минерального состава, определенного методом рентгеноструктурного анализа (РСА): образцов бурового шлама с образцами кернового материала.

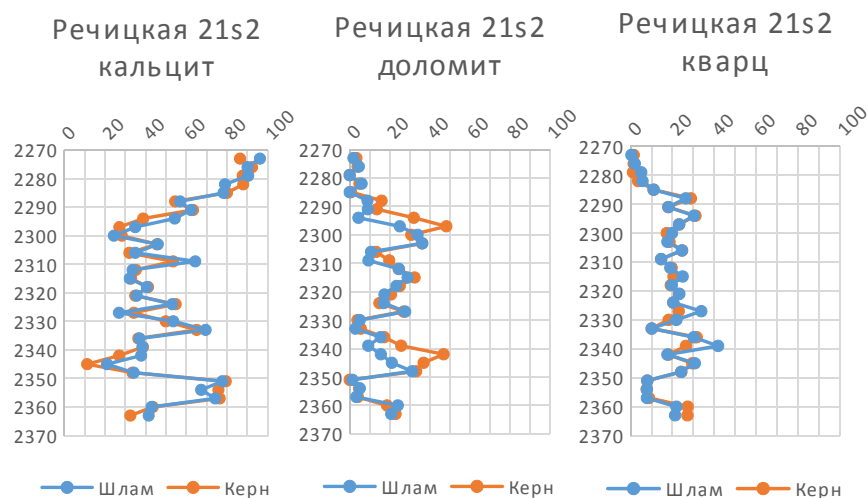


Рис. 2. Примеры графиков содержания минералов, %, в разрезе скважины по керну и по шламу (скважина Речицкая 21s2, отложения петриковского горизонта)

Fig. 2. Examples of graphs of mineral content, %, in the well section by core and by sludge (Rechitskaya well 21s2, deposits of the Petrikov horizon)

Сводная информация о сходимости результатов исследований

Summary of the convergence of research results

Номер скважины	Глубины отбора		Количество	Горизонт		Толща	Сходимость
	Кровля	Подшва		Кровля	Подшва		
Валавская 5	2755	2791	9	D3lb-or	D3lb-or	в/с	Хорошая
	3050	3770	136	D3ptr	D3lv-ev	м/с, н/с	Хорошая
Речицкая 19s3	2075	2122	11	D3lb	D3lb	в/с	Нет керна
	2125	2182.7	29	D3ptr	D3el(dr)	м/с	Средняя
В-Некрасовская 1	2510	2549	6	D3or(nd)	D3or(nd)	в/с	Нет керна
	3035	3775	110	D3ptr	D3dm	м/с	Средняя
	4007	4161	37	D3ev(kst)	D3sr	п/с карбонатная	Хорошая
	4163	4380	54	D3ln	D2vtb-pr	п/с терригенная	Хорошая
	4385	4408	5	AR-PR1	AR-PR1	к/ф	Нет керна
Геологическая 11	4145	4347	26	Galit	Galit	в/с	Нет керна
	4353	4389	77	D3ptr	D3ptr	м/с	Отличная
	4664	4934	58	D3el(tr)	D3zd(ton)	м/с	Отличная
Москвичевская 171	3079	3520	86	D3ln	PR2	п/с терригенная	Хорошая

Окончание

Номер скважины	Глубины отбора		Количество	Горизонт		Толща	Сходимость
	Кровля	Подшва		Кровля	Подшва		
Осташковичская 9220	3855	3270	61	D3lb(zl)	D3ev	в/с	Нет керна
	3420	3740	68	D3ln	PR2	п/с терригенная	Хорошая
С-Домановичская 81g	2430	2447	4	D3l(zl2)	D3lb(zl2)	в/с	Нет керна
	2455	2532	14	D3ptr	D3el(dr)	м/с	Отличная
Речицкая 21s2	2250	2279	13	D3lb(zl)	D3lb(brh)	в/с	Отличная
	2282	2363	36	D3ptr	D3el(dr)	м/с	Хорошая

Терригенная толща охарактеризована образцами бурового шлама, отобранного из скважин В-Некрасовская 1 (4163–4380 м), Москвичевская 171 (3079–3520 м), Осташковичская 9220 (3420–3740 м). Во всех трех интервалах имеется возможность определения результатов сходимости, поскольку частично данные интервалы также охарактеризованы керновым материалом. Исходя из результатов анализа сводной таблицы во всех трех скважинах (В-Некрасовская 1, Москвичевская 171, Осташковичская 9220) отмечается хорошая сходимость.

Карбонатные отложения представлены двумя толщами: межсолевой и подсолевой. Межсолевая толща представлена буровым шламом в следующих скважинах: Валавская 5 (3050–3770 м), Речицкая 19s3 (2125–2182,7 м), В-Некрасовская 1 (3035–3775 м), Геологическая 11 (4353–4389 м; 4664–4334 м), С-Домановичская 81g (2455–2532 м), Речицкая 21s2 (2282–2363 м). В скважинах Валавская 5 (3050–3770 м), Речицкая 21s2 (2282–2363 м) сходимость минерального состава, определенного методом РСА, отмечается хорошая. В скважинах Геологическая 11 (4353–4389 м; 4664–4934 м), С-Домановичская 81g (2455–2532 м) сходимость минерального состава, установленная методом РСА, бурового шлама и керна наблюдается отличная. В скважине В-Некрасовская 1 сходимость минерального состава – средняя. Подсолевая толща охарактеризована буровым шламом в скважине В-Некрасовская 1 (4007–4161 м). В данной скважине сходимость минерального состава бурового шлама и керна – хорошая.

В верхнесоленосной толще имеется достаточное количество образцов (22 шт.), чтобы можно было проводить анализ сходимости. В отмеченных отложениях определяется хорошая и отличная сходимость. Межсолевая толща лучше всех охарактеризована образцами бурового шлама (460 шт.). В этих отложениях фиксируется средняя, хорошая и отличная сходимость. Нижнесоленосные отложения представлены буровым шламом, но не керновым материалом, из-за чего определение сходимости невозможно. Подсолевая карбонатная толща охарактеризована образцами бурового шлама в одной скважине (В-Некрасовская 1) в количестве 37 шт. В указанных отложениях фиксируется хорошая сходимость. Подсолевая терригенная толща включает достаточное количество образцов (208 шт.), чтобы можно было проводить анализ сходимости. В данных отложениях определяется хорошая сходимость.

Также для визуализации данных были построены графики зависимостей содержания минералов по шламу и по керну по всем исследованным образцам, не учитывая типы отложений (рис. 3).

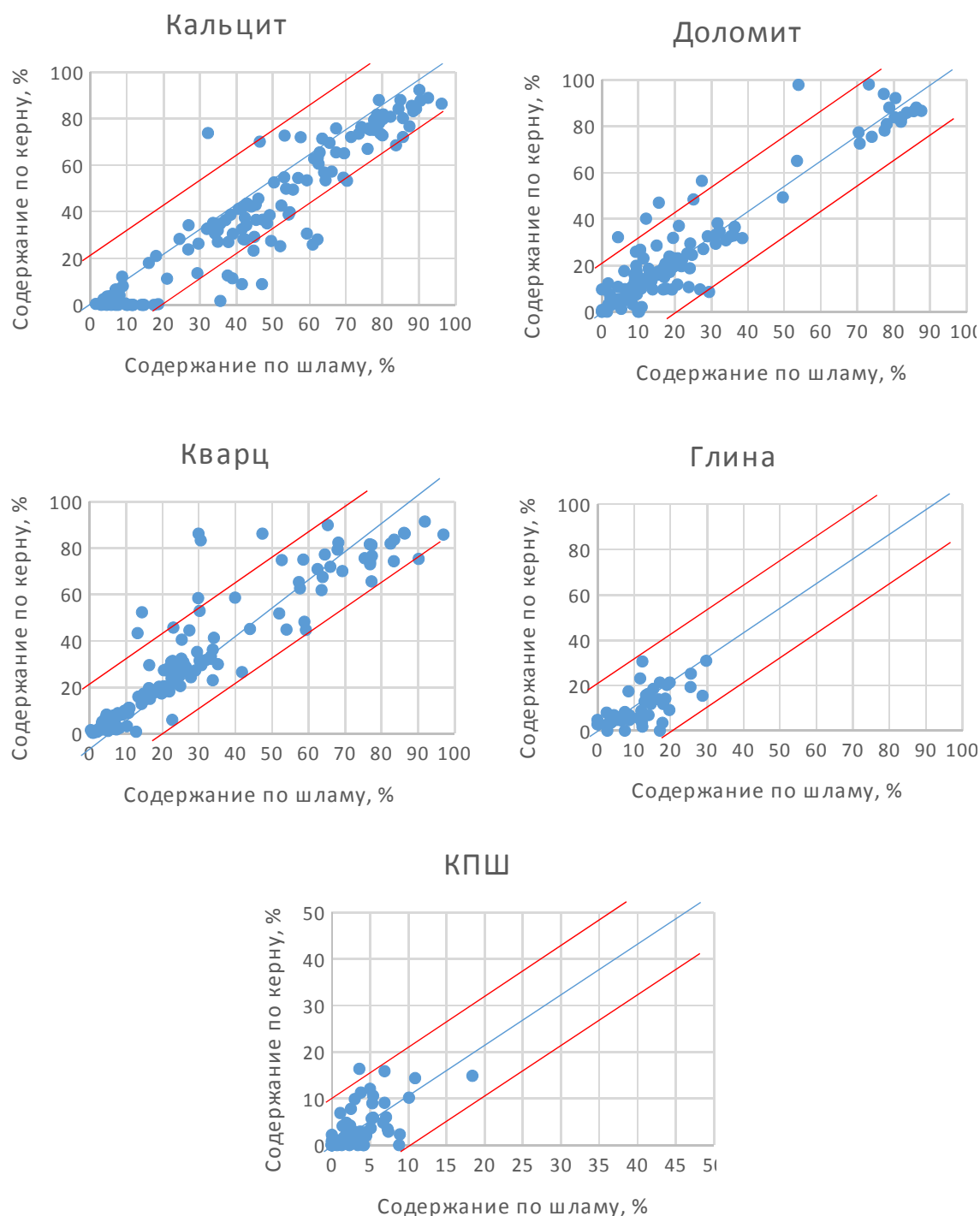


Рис. 3. Сводные графики сходимости всех измерений по минералам

Fig. 3. Summary graphs of convergence of all measurements for minerals

Закключение. По результатам проведенных исследований минерального состава методом РСА, определения сходимости данных по шламу с данными по керну, анализа сводной таблицы необходимо отметить, что данных с отсутствием сходимости, либо слабой сходимостью не обнаружено. Средняя сходимость отмечена в двух интервалах отбора бурового шлама: скважина В-Некрасовская 1 (D3ptr–D3dm), скважина Речицкая 19s3 (D3ptr–D3el(dr)). В остальных интервалах наблюдается хорошая и

отличная сходимость минерального состава бурового шлама с минеральным составом кернового материала. Исходя из этого можно подчеркнуть, что минеральный состав, измеренный методом РСА на буровом шламе, аналогичен с небольшими погрешностями минеральному составу, определенному по методу РСА на керновом материале. К преимуществам измерений минерального состава методом РСА на буровом шламе следует отнести большое покрытие разреза скважины достоверными геологическими данными, керн же отбирается относительно небольшими интервалами. Однако качественный керновый материал дает возможность проведения большего количества исследований и из любых точек интервала отбора, когда один образец шлама описывает 3–10 м разреза.

Таким образом, информация, получаемая при исследовании бурового шлама, может дополнить геологическую модель, а также скорректировать объемные минеральные модели, построенные на основании данных ГИС и керна.

Данные работы производились в ходе НИОКР 28-1.2023 «Разработка инновационных комплексных методических подходов в направлении лабораторных экспресс-исследований бурового шлама с целью создания цифровой петрофизической и геохимической модели нефтепродуктивных отложений».

Благодарность. Авторы выражают благодарность начальнику Центра обработки, исследования и хранения керна Анне Алексеевне Ерошенко и директору Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти Александре Георгиевне Ракутько за методическое и практическое руководство при подготовке материалов и написании данной работы.

Gratitude. The authors would like to thank Anna Alekseevna Eroshenko, Head of the Core Processing, Research and Storage Center, and Alexandra Georgievna Rakutko, Director of the Belarusian Scientific Research and Design Institute of Petroleum, for their methodological and practical guides in preparing materials and writing this paper.

Литература

1. McPhee, C. Core Analysis: A Best Practice Guide / C. McPhee, J. Reed, I. Zubizarreta ; ed. J. M. Guibitt. – London : Elsevier BV, 2015. – 840 p. – (Developments in petroleum science ; Vol. 64).
2. Повжик, П. П. Комплексные методические подходы к изучению нетрадиционных пород-коллекторов на керновом материале Республики Беларусь / П. П. Повжик, А. А. Ерошенко, Е. А. Калейчик // Нефтяник Полесья. – 2022. – № 2 (42). – С. 108–113.
3. Ухов, И. С. Детальные аналитические исследования шламового материала нефтегазовых скважин как средство повышения качества геолого-разведочных и буровых работ / И. С. Ухов // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21, № 1. – С. 32–38.
4. Аксельрод, С. М. Современные тенденции в геолого-технологических исследованиях, проводимых в процессе бурения скважин (по материалам зарубежной литературы) / С. М. Аксельрод // Каротажник. – 2015. – № 6 (252). – С. 77–110.
5. Булач, М. Х. Низкопоровые коллекторы нефтегазоносных провинций России и СНГ / М. Х. Булач, Л. Г. Белоновская, Л. П. Гмид // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. – С. 33.
6. Анализ обвальнoй породы в процессе бурения как инструмент для безопасного строительства скважины / С. И. Габитов, А. С. Гоцуляк, И. С. Чебышев, Т. Р. Ахметшин // Нефтяная провинция. – 2021. – № 1 (25). – С. 124–140.
7. Специализированные подходы в использовании бурового шлама для повышения информативности геологических данных по результатам бурения скважин / П. Ю. Куликов, Р. А. Гарипов, И. М. Гусев [и др.] // Геомодель 2020 : материалы 22-й науч.-практ. конф. по вопр. геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 2020 г. / EAGE. – Геленджик, 2020.

8. Фильтрационно-емкостные свойства бурового шлама по данным ядерно-магнитной резонансной релаксометрии и диэлектрической спектроскопии / А. А. Мезин, М. Й. Шумская-те, В. Н. Глинских [и др.] // Науки о Земле и недропользование. – 2020. – Т. 43, № 3.
9. Староверов, В. Н. Фациальный анализ шлама и керна в процессе геолого-технологических исследований скважин / В. Н. Староверов, В. П. Белобородов, С. В. Кожевников // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2011. – № 67 (4). – С. 27–33.
10. Core Versus Cuttings Samples for Geochemical and Petrophysical Analysis of Unconventional Reservoir Rocks / H. Sanei, O. H. Ardakani, T. Akai [et al.] // Scientific Report. – 2020. – Vol. 10. – Art. N 7920.

References

1. McPhee, C. Core Analysis: A Best Practice Guide / C. McPhee, J. Reed, I. Zubizarreta ; ed. J. M. Guibit. – London : Elsevier BV, 2015. – 840 p. – (Developments in petroleum science ; Vol. 64).
2. Povzhik P. P., Eroshenko A. A., Kaleyshchik E. A. Comprehensive methodological approaches to the study of unconventional reservoir rocks on core material of the Republic of Belarus. *Neftyanik Poles'ya = Neftyanil Polesie*, 2022, no. 2 (42), pp. 108–113 (in Russian).
3. Ukhov I. S. Detailed analytical studies of slurry material from oil and gas wells as a means of improving the quality of geological exploration and drilling operations. *Neftgazovoye delo = Oil and gas business*, 2023, vol. 21, no. 1, pp. 32–38 (in Russian).
4. Aksel'rod S. M. Modern trends in geological and technological research conducted in the process of drilling wells (based on materials from foreign literature). *Karotazhnik = Logger*, 2015, no. 6 (252), pp. 77–110 (in Russian).
5. Bulach M. H., Belonovskaya L. G., Gmid L. P. Low-pressure reservoirs of oil and gas provinces of Russia and the CIS. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 2007, vol. 2, P. 33 (in Russian).
6. Gabitov S. I., Goculyak A. S., Chebyshev I. S., Ahmetshin T. R. Rock collapse analysis in drilling processes as tools for safe well construction. *Neftyanaya provinciya = Oil province*, 2021, no. 1 (25), pp. 124–140 (in Russian).
7. Kulikov P. Yu., Garipov R. A., Gusev I. M., Taldykin Ya. B., Panchenko I. V. Specialized approaches in the use of drilling mud to increase the informative value of geological data on the results of boreholes. *Geomodel 2020: materialy 22 nauchno-prakticheskoy konferencii po voprosam geologorazvedki i razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza* [Geomodel 2020: proceedings of the 22nd scientific and practical conference on geological exploration and development of oil and gas fields]. Gelendzhik, EAGE, 2020 (in Russian).
8. Mezin A. A., Shumskayte M. Y., Glinskikh V. N., Golikov N. A., Chernova Ye. S. Filtration and capacitance properties of drilling mud according to nuclear magnetic resonance relaxometry and dielectric spectroscopy. *Nauki o Zemle i nedropol'zovaniye = Earth Sciences and Subsoil use*, 2020, vol. 43, no. 3, pp. 364–374 (in Russian).
9. Staroverov V. N., Beloborodov V. P., Kozhevnikov S. V. Facies analysis of sludge and core in the process of geological and technological research of wells. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya = Subsoil of the Volga region and the Caspian Sea*, 2011, no. 67 (4), pp. 27–33 (in Russian).
10. Sanei H., Ardakani O. H., Akai T., Akihisa K., Jiang Ch., Wood J. M. Core Versus Cuttings Samples for Geochemical and Petrophysical Analysis of Unconventional Reservoir Rocks. *Scientific Report*, 2020, vol. 10, Article no. 7920.

Информация об авторах

Фурсевич Артем Валерьевич – геолог. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь), магистрант ГГУ им. Ф. Скорины. E-mail: A.Fursevich@beloil.by

Машечко Елизавета Игоревна – техник. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15А, 246003, Гомель, Республика Беларусь), магистрант ГГТУ им. П. О. Сухого. E-mail: E.Mashechko@beloil.by

Information about the authors

Fursevich Artsiom Valerievich – geologist. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus), master’s student at the F. Skorina State University. E-mail: A.Fursevich@beloil.by

Mashechko Elizaveta Igorevna – technician. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15A, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus), master’s student at Sukhoi State Technical University of Gomel. E-mail: E.Mashechko@beloil.by

Поступила в редакцию 28.10.2024

УДК 553.982.2

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕЖСОЛЕВОЙ ЗАЛЕЖИ ГАРЦЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЖСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА АЗЕРЕЦКО-ХОБНИНСКОЙ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ СТУПЕНИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

А. П. ФЕРГОЛЕЦ, В. Н. ПИНЧУК

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Отмечено, что поиски межсолевых залежей нефтяных месторождений Центральной структурно-тектонической зоны несомненно имеют большие перспективы. На примере изучения геологического строения, данных кернового материала, результатов обработки геофизических исследований скважин и переинтерпретации сейсмических данных на Макановичско-Великоборской площади межсолевой залежи Гарцевского месторождения определены критерии поиска новых нефтеперспективных участков в пределах Азерецко-Хобнинской тектонической ступени. Построена региональная карта евлано-ливенских отложений с возможными выявленными зонами надразломной трещиноватости.

Ключевые слова: Гарцевское месторождение, Азерецко-Хобнинская тектоническая ступень, Центральная структурно-тектоническая зона, межсолевой комплекс, нефтегазоносность.

Для цитирования. Ферголец, А. П. Особенности геологического строения межсолевой залежи Гарцевского месторождения и перспективы нефтегазоносности межсолевого комплекса Азерецко-Хобнинской тектонической ступени Припятского прогиба / А. П. Ферголец, В. Н. Пинчук // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 17–24.

FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE INTER-SALT DEPOSIT OF THE GARTSEVSKOYE FIELD AND PROSPECTS FOR OIL AND GAS POTENTIAL OF THE INTER-SALT COMPLEX OF THE AZERETSKO- KHOBNINSKAYA TECTONIC STAGE OF THE PRIPYAT TROUGH

A. P. FERGOLETS, V. N. PINCHUK

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. It is noted that the search for inter-salt deposits of oil fields of the Central structural-tectonic zone undoubtedly has great prospects. Using the example of studying the geological structure, core material data, the results of processing geophysical studies of wells and reinterpreting seismic data on the Makanovichsko-Velikogorskaya area of the intersalt deposit of the Gartsevskoye field, the criteria for searching for new oil-promising sites within the Azeretsko-Khobninskaya tectonic stage are determined. A regional map of the Evlano-Livensky deposits with possible identified zones of suprastructural fracturing has been constructed.

Keywords: gartsevskoye field, Azeretsko-Khobninskaya tectonic stage, Central structural-tectonic zone, inter-salt complex, oil and gas potential.

For citation. Fergolets A. P., Pinchuk V. N. Features of the geological structure of the inter-salt deposit of the Gartsevskoye field and prospects for oil and gas potential of the inter-salt complex of the Azeretsko-Khobninskaya tectonic stage of the Pripyat trough. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 17–24 ((in Russian).

Введение. При планировании геологоразведочных работ в пределах Центральной структурно-тектонической зоны (ЦСТЗ) важнейшим условием является определение приоритетности постановки работ на нефтеперспективных площадях. В связи с этим выявление уверенных критериев в пределах ЦСТЗ, значимых по геолого-геофизическим характеристикам для дальнейшего изучения бурением, представляется весьма актуальной задачей для геологов в условиях дефицита ресурсной базы и высокой стоимости поисково-разведочного бурения.

Цель работы. Выяснение условий формирования нефтеносности отложений межсолевого комплекса Гарцевского месторождения и оценка перспектив нефтегазонасности петриковско-задонских отложений Азерецко-Хобнинской тектонической ступени Центральной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба.

Материалы и методика проведения исследований. Систематизация и анализ имеющейся информации о геологическом строении отложений межсолевого комплекса Гарцевского месторождения с целью выявления оптимальных критериев при поиске нефтеперспективных участков.

Описание работы. Межсолевая залежь Гарцевского месторождения была открыта в январе 2022 г. С целью доразведки залежей нефти в подсолевых карбонатных отложениях восточного блока Гарцевского месторождения начато бурение разведочной скважины 4 Гарцевская (рис. 1). В процессе бурения межсолевых отложений при забое 3906 м скважина вскрыла зону пород-коллекторов с аномально высоким пластовым давлением в условиях юго-восточной периклинали Западно-Гарцевской межсолевой структуры. При глушении скважины на выходе получен газированный раствор с нефтью плотностью менее $0,8 \text{ г/см}^3$. Керна в процессе бурения не отбирался.

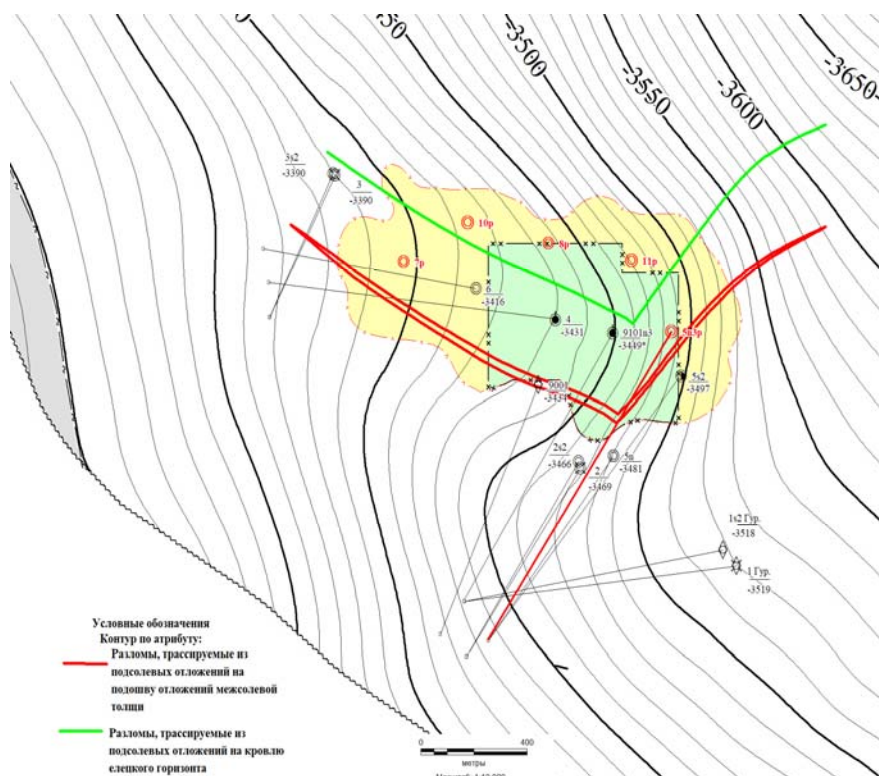


Рис. 1. Гарцевское месторождение нефти. Структурная карта поверхности дроздовских слоев елецкого горизонта

Fig. 1. The Gartsevskoe oil field. Structural map of the surface of the drozdovsky layers of the Yelets horizon

В январе 2023 г. с целью уточнения геологического строения и характера распространения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов в пределах межсолевой залежи Гарцевского месторождения начато бурение разведочной скважины 9101n3 Гарцевская с глубины 2855 м с использованием части ствола скважины 1 Гурьяновская (рис. 1). В процессе бурения отложений дроздовских слоев елецкого горизонта при глубине 3998 м отмечен выход по затрубному пространству газированного раствора с пленкой нефти удельным весом $1,42 \text{ г/см}^3$. По данным интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) в интервале 3930,6–3981,2 м выявлено 4,3 м нефтенасыщенных пород-коллекторов, в интервале 3997,9–4041,9 м выделено 15,3 м, возможно, нефтенасыщенных и нефтенасыщенных пород-коллекторов.

В разведочной скважине 5 Гарцевская начато бурение в октябре 2023 г. с целью разведки залежей углеводородов в подсолевых карбонатных отложениях, уточнения ФЕС пород-коллекторов и уточнения водонефтяного контакта в пределах восточного блока Гарцевского месторождения нефти. Исходя из данных ГИС нефтенасыщенных пород-коллекторов в отложениях межсолевой залежи выявлено не было.

В интервале межсолевого комплекса выполнен отбор керна, который представлен переслаиванием глинисто-карбонатных и карбонатных пород. Отмечаются волосовидные трещины преимущественно по напластованию, залеченные темным карбонатно-глинистым веществом. Прослеживаются единичные выпоты нефти по волосовидным трещинам.

На разведочной скважине 5s2 Гарцевская начато строительство в феврале 2024 г. – бурение бокового ствола с использованием части ствола скважины № 5 Гарцевская с глубины 2803 м с целью разведки залежей углеводородов (УВ) в отложениях межсолевого комплекса Гарцевского месторождения, уточнения геологического строения и характера распространения ФЕС пород-коллекторов. При бурении в интервале 4028–4032 м на растворе $1,51 \text{ г/см}^3$ отмечено нефтегазоводопроявление.

Шлам выбуренной породы в интервале нефтесперспективных елецких отложений представлен неравномерным переслаиванием мергелей серых, известковисто-доломитовых, известняков серых, коричневатых-серых и глин серых слабо карбонатных, аргиллитоподобных. В процессе бурения изменения параметров промывочной жидкости, а также признаков наличия углеводородов (УВ) не отмечено.

При достижении глубины 4085 м выполнен привязочный комплекс ГИС, по результатам интерпретации которого выделены интервалы распространения, возможно, нефтенасыщенных пород-коллекторов в отложениях дроздовских и туровских слоев елецкого, а также вишанских и тремлянских слоев задонского горизонта.

В марте 2024 г. с целью уточнения геологического строения и характера распространения ФЕС пород-коллекторов в пределах межсолевой залежи Гарцевского месторождения начато бурение разведочной скважины 6п Гарцевская (рис. 1). При испытании тонешских слоев задонского горизонта визуально наблюдался приток средней интенсивности. При начальной депрессии 12 МПа получен приток флюида дебитом $26,38 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Кривая восстановления давления характерна для проницаемых пластов. По результатам химического анализа в пробах содержится смесь фильтрата бурового раствора и пластовых рассолов (около 15 %). Таким образом, в интервале исследования установлено наличие проницаемых водонефтенасыщенных пластов. Пластовое давление (рассчитанное по Хорнеру) равно 40,5 МПа на глубине 3767 м.

По характеру ловушки межсолевая залежь Гарцевского месторождения относится к структурно-стратиграфическому типу [1].

Породы-коллекторы межсолевого комплекса Гарцевского месторождения сложены глинисто-карбонатными породами [2]. Литологически разрез представляет собой

неравномерное переслаивание известняков разной степени глинистости и мергелей с тонкими прослоями карбонатных и слабокарбонатных глин [3]. Породы – крепкие и средней крепости.

В тектоническом отношении межсолевая залежь Гарцевского месторождения относится к зоне приразломных поднятий с опущенными по разлому крыльями. Оценка перспектив нефтегазоносности зон приразломных поднятий главным образом зависит от времени интенсивного формирования локальных поднятий, характера анизотропии свойств и гидрохимической обстановки нефтегазоносных толщ [4].

По химическому составу пластовые воды межсолевого комплекса Гарцевского месторождения относятся к высокоминерализованным рассолам хлоркальциевого типа (по В. А. Сулину) [5], слабокислым, степень метаморфизации вод высокая (коэффициент сульфатности – 0,12; отношение эквивалентных содержаний кальция к магнию – 6,10). Воды – жесткие (1950 мг-экв./л), с высокой концентрацией брома и йода.

По структуре пустотного пространства породы-коллекторы относятся к трещинному типу [6], что подтверждено керновым материалом и результатами интерпретации данных электрического микроимиджера (рис. 2, 3).



Рис. 2. Керновый материал скважины 6 Гарцевская

Fig. 2. Core material of well 6 Gartsevskaya

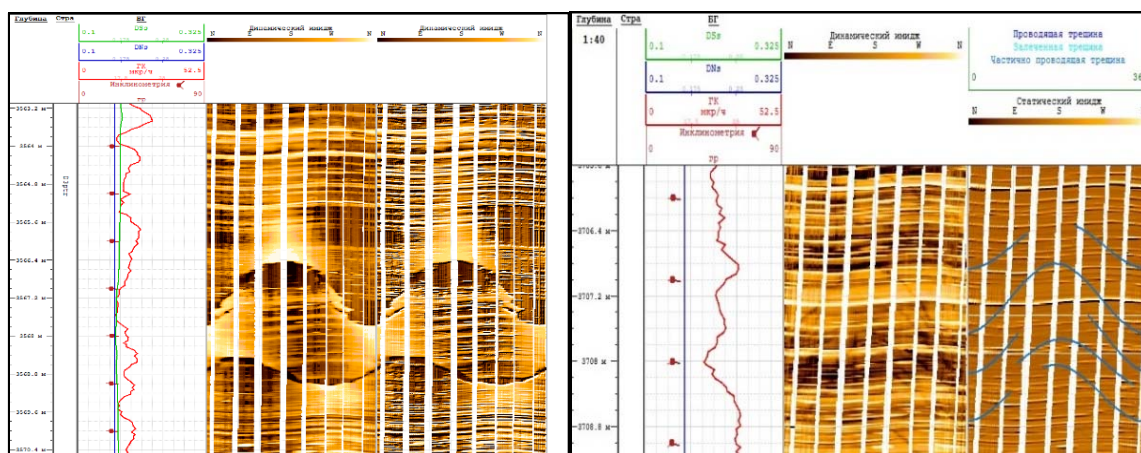


Рис. 3. ЭМС в скважине 6 Гарцевского месторождения

Fig. 3. EMS in well 6 of the Gartsevskoe field

В ходе интерпретации материалов ГИС выяснилось, что выделить интервалы трещиноватости в скважинах Гарцевского месторождения по данным стандартного комплекса ГИС не представляется возможным. Наиболее достоверным методом анализа данных для скважин данного месторождения является метод ЭМС (электрический микросканер). Результаты интерпретации данных ЭМС в скважине 6 Гарцевская позволили выделить 157 трещин различной ориентации, в том числе 58 – техногенного происхождения (рис. 3).

Изучая геологическое строение Гарцевского месторождения, было установлено, что межсолевая залежь залегает в районе незначительных толщин евлано-ливенских отложений (10–40 м) (рис. 4–6).

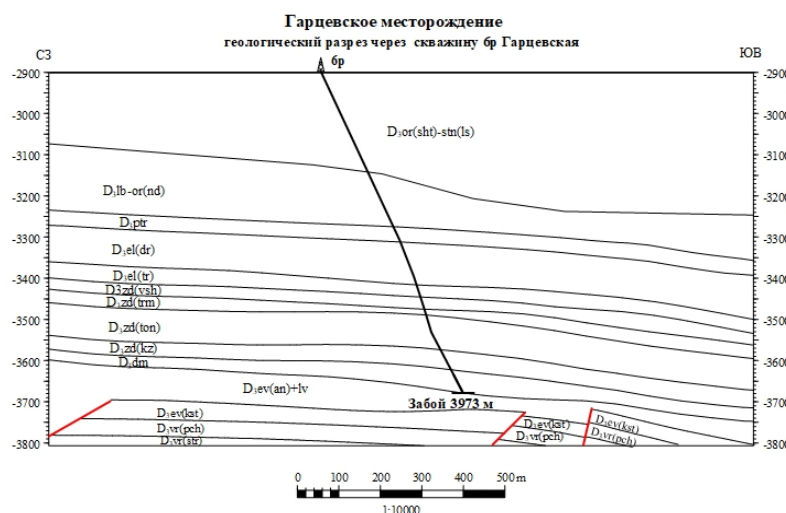


Рис. 4. Геологический разрез через скважину 6 Гарцевского месторождения нефти

Fig. 4. Geological section through well 6 of the Gartsevskoe oil field

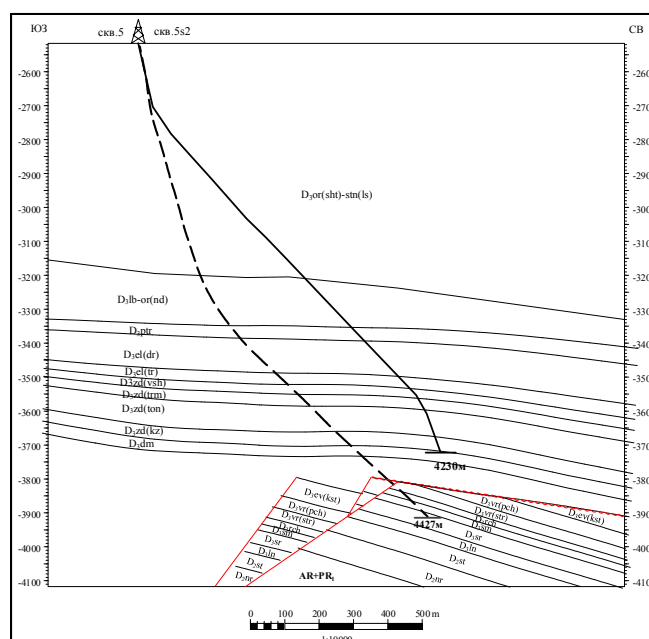


Рис. 5. Геологический разрез через скважины 5n, 5s2 Гарцевского месторождения нефти

Fig. 5. Geological section through wells 5n, 5s2 of the Gartsevskoe oil field

Закключение. Подводя итоги, можно сделать вывод о том, что с учетом открытия новой залежи в отложениях межсолевого комплекса (елецкая залежь Гарцевского нефтяного месторождения) в пределах ЦСТЗ намечены предпосылки для открытия новых залежей углеводородов комбинированного типа в отложениях межсолевого комплекса. Поиск и выявление перспективных зон заключается в трассировании тектонических нарушений подсолевого комплекса на межсолевой комплекс в условиях сокращенных толщин нижнесоленосной толщи.

Проведенные работы по изучению ЦСТЗ «Детализация геологического строения Макановичско-Великоборского участка», «Определение перспектив нефтегазоносности отложений подсолевого, межсолевого и верхнесоленосного комплексов в пределах Центральной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба», а также «Выполнение полно-азимутальных исследований по материалам сейсморазведки 3D в пределах Макановичско-Великоборского участка») послужили основой для написания данной научной статьи.

Благодарность. За проявленный интерес, наставничество и ценные советы авторы статьи выражают благодарность заместителю директора по геологоразведочным работам А. С. Грудинину и начальнику отдела поисков и разведки залежей углеводородов В. С. Рудько.

Gratitude. The authors of the article would like to thank A. S. Grudin, Deputy Director for Exploration, and V. S. Rudko, Head of the Department of Prospecting and Exploration of Hydrocarbon Deposits, for their interest, mentoring, and valuable advice.

Литература

1. Бескопильный, В. Н. О нефтеобразовании и закономерностях размещения залежей нефти в Припятском нефтегазоносном бассейне / В. Н. Бескопильный // Нефтеносность Припятского прогиба : сб. науч. тр. / Белорус. науч.-исслед. геологоразвед. ин-т ; науч. рук.: И. П. Карасев, С. П. Микуцкий. – Минск, 1975. – С. 170–174.
2. Геология Беларуси / В. И. Абраменко, Л. Ф. Ажгиревич, Р. Е. Айзберг [и др.] ; под ред. А. С. Махнач. – Минск : Ин-т геол. наук НАН Беларуси, 2001. – 814 с.
3. Атлас природных резервуаров и углеводородов нефтяных месторождений Беларуси / В. Н. Бескопильный, И. П. Рыбалко, А. Г. Ракутько [и др.]. – Гомель : Сож, 2009. – 216 с.
4. Тектоника Белоруссии / Р. Г. Гарецкий, Р. Е. Айзберг, З. А. Горелик [и др.] ; под ред. Р. Г. Гарецкого. – Минск : Наука и техника, 1976. – 200 с.
5. Махнач, А. А. Краткий очерк геологии Беларуси и смежных территорий / А. А. Махнач. – Минск : Беларус. навука, 2014. – 190 с.
6. Анпилогов, А. П. Геологическая интерпретация промыслово-геофизических материалов Припятского прогиба / А. П. Анпилогов, А. А. Государева. – Минск : Наука и техника, 1987. – 182 с.

References

1. Beskopyl'nyi V. N. On oil formation and regularities of oil deposit location in the Pripyat oil and gas bearing basin. *Neftenosnost' Pripyatskogo progiba : sb. nauch. trudov*. Minsk, BelNIGRI, 1975, pp. 170–174 (in Russian).
2. Abramenko V. I., Azhgirevich L. F., Ajzberg R. E. *Geology of Belarus*. Ed. A. S. Makhnacha. Minsk, Institut geologicheskikh nauk NAN Belarusi, 2001. 814 p. (in Russian).
3. Beskopyl'nyj V. N., Rybalko I. P., Rakutko A. G. *Atlas of natural reservoirs and hydrocarbons of oil fields in Belarus*. Gomel', Sozh Publ., 2009. 216 p. (in Russian).
4. Garetskii R. G., Aizberg R. E., Gorelik Z. A. *Tectonics of Belarus*. Ed. R. G. Garetskogo. Minsk, Nauka i tekhnika Publ., 1976. 200 p. (in Russian).

5. Makhnach A. A. *Brief sketch of the geology of Belarus and neighbouring territories*. Minsk, Belaruskaya navuka Publ., 2014. 190 p. (in Russian).
6. Anpilogov A. P., Gosudareva A. A. *Geological interpretation of field geophysical materials of the Pripjat Trough*. Minsk, Nauka i tekhnika Publ., 1987. 182 p. (in Russian).

Информация об авторах

Ферголец Анастасия Петровна – геолог сектора камеральных геологоразведочных работ отдела поисков и разведки залежей углеводородов. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Fergolets@beloil.by

Пинчук Владислав Николаевич – геолог сектора камеральных геологоразведочных работ отдела поисков и разведки залежей углеводородов. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: V.Pinchuk@beloil.by

Information about the authors

Fergolets Anastasiya Petrovna – geologist of the cameral exploration sector of the Department of prospecting and exploration of hydrocarbon deposits. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Fergolets@beloil.by

Pinchuk Uladzislau Nikolaevich – geologist of the cameral exploration sector of the Department of prospecting and exploration of hydrocarbon deposits. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: V.Pinchuk@beloil.by

Поступила в редакцию 28.10.2024

УДК 550.832:553.98(476)

**ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ
МОДЕЛИ НА ОСНОВЕ СВЯЗЕЙ «КЕРН – ГИС»
В УСЛОВИЯХ ТОНКОСЛОИСТОГО РАЗРЕЗА
НА ПРИМЕРЕ ПЕТРИКОВСКО-ЕЛЕЦКОГО ГОРИЗОНТОВ
СЕВЕРО-ДОМАНОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А. В. СОШЕНКО, О. Н. ГУЛАЙ, С. Н. ЛОБАЧ

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Выполнена настройка минералогической, петрофизической, геохимической моделей породы по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) на основе данных лабораторных исследований на керне. Сделано построение объемных моделей по ГИС в интервале петриковско-елецких отложений в скважинах III блока Северо-Домановичского месторождения. Выработан подход для построения минералогической, петрофизической и геохимической моделей. Представлены рекомендации по методике отбора образцов и комплексу лабораторных исследований на керне в условиях тонкослоистого разреза петриковско-елецких отложений Северо-Домановичского месторождения.

Ключевые слова: построение объемной модели породы по ГИС, нетрадиционный коллектор, геохимические исследования, тонкослоистый разрез, данные лабораторных исследований на керне, связи «кern – ГИС», петрофизика.

Для цитирования. Сошенко, А. В. Особенности построения петрофизической модели на основе связей «кern – ГИС» в условиях тонкослоистого разреза на примере петриковско-елецкого горизонтов Северо-Домановичского месторождения / А. В. Сошенко, О. Н. Гулай, С. Н. Лобач // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 25–37.

**FEATURES OF BUILDING A PETROPHYSICAL
MODEL BASED ON “CORE – GWS”
RELATIONS IN A THIN-LAYERED SECTION
ON THE EXAMPLE OF THE PETRIKO-YELETSKY HORIZONS
OF THE SEVERO-DOMANOVICHSKOYE FIELD**

A. V. SOSHENKO, O. N. GULAY, S. N. LOBACH

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. Mineralogical, petrophysical, and geochemical rock models have been adjusted based on geophysical well surveys (GWS) based on laboratory core research data. The construction of volumetric GWS models in the range of petrikovsko-yeletsky deposits in wells of block III of the Severo-Domanovichskoye field was carried out. An approach has been developed for constructing mineralogical, petrophysical, and geochemical models. Recommendations are presented on the methodology of sampling and a complex of laboratory studies on core in the conditions of a thin-layered section of the petrikovsko-yeletsky deposits of the Severo-Domanovichskoye field.

Keywords: geochemical research, geophysical research, rock model, unconventional reservoir, thin-layered section, core, petrophysics.

For citation. Soshenko A. V., Gulay O. N., Lobach S. N. Features of building a petrophysical model based on “core – GWS” relations in a thin-layered section on the example of the petriko-yeletsky horizons of the Severo-Domanovichskoye field. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 25–37 (in Russian).

Введение. Данная работа имеет практическую актуальность, так как построение петрофизической модели пород входит в комплекс камеральных исследований для обоснования и освоения ресурсов нетрадиционных пород-коллекторов отложений петриковско-елецкого возраста ($D_{3el(tr)}-D_{3(ptr)}$) Северо-Домановичского месторождения. Необходимой предпосылкой выполнения таких работ является создание методической базы прогноза коллекторов по данным геофизических исследований скважин (ГИС). На базе полученных результатов определяются не только основные направления дальнейшего изучения, поисков и разведки скопления углеводородов в низкопроницаемых породах-коллекторах нетрадиционного типа, но и осуществляется подбор наиболее оптимальных технологических методов разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) нефти с целью их максимального извлечения.

Эффективное изучение и освоение ресурсов нефти и газа низкопроницаемых нетрадиционных пород-коллекторов возможно на основе всестороннего комплексного подхода к их исследованию с целью определения промышленного углеводородного потенциала нетрадиционных пород-коллекторов на территории Припятской нефтегазоносной области.

Петриковско-елецкие отложения Северо-Домановичского месторождения представлены тонкослоистым разрезом, что требует разработки особого подхода в настройке петрофизической модели для повышения достоверности получаемых данных.

Цель работы. Выполнение настройки минералогической, петрофизической, геохимической моделей породы по ГИС на основе данных лабораторных исследований на керне для повышения достоверности решения обратной задачи при построении объемных моделей по ГИС в условиях тонкослоистого разреза петриковско-елецких отложений Северо-Домановичского месторождения. Выработка определенного подхода и разработка рекомендаций для улучшения проведения исследований на керне.

Материалы и методика проведения исследований. Комплексные геологические данные, данные детального комплекса ГИС, результаты лабораторных исследований на керне, моделирование методом оптимизационной инверсии.

Описание работы

Комплекс геофизических скважин и исследований. Материалы ГИС составляют информационную основу для построения петрофизических, геологических и гидродинамических моделей, подсчета и пересчета запасов нефтяных и газовых залежей и определения степени их выработки [1, 2]. Достоверность решения перечисленных задач зависит от применяемого комплекса ГИС, полноты его выполнения и качества получаемых материалов. Обязательный комплекс детальных исследований для изучения геологического строения, литологии и коллекторских свойств выполнялся в интервале продуктивных отложений в масштабе глубин 1 : 200 и включал:

- боковой каротаж (БК);
- кавернометрия, профилометрия (ДС);
- резистивиметрия;
- радиоактивный каротаж (ГК, НК (НГК/ННКт));
- акустический каротаж (АК);
- гамма-гамма литоплотностной каротаж (ГГК-п);
- фотоэлектрический фактор PEF (ГГК-лп);
- спектрометрический гамма-каротаж (ГК-С).

Детальный комплекс ГИС проводился в 30 % скважин. В данной работе проанализированы все скважины в пределах III блока Северо-Домановичского месторождения, вскрывающие $D_{3el(tr)}-D_{3(ptr)}$ отложения (рис. 1) [3].

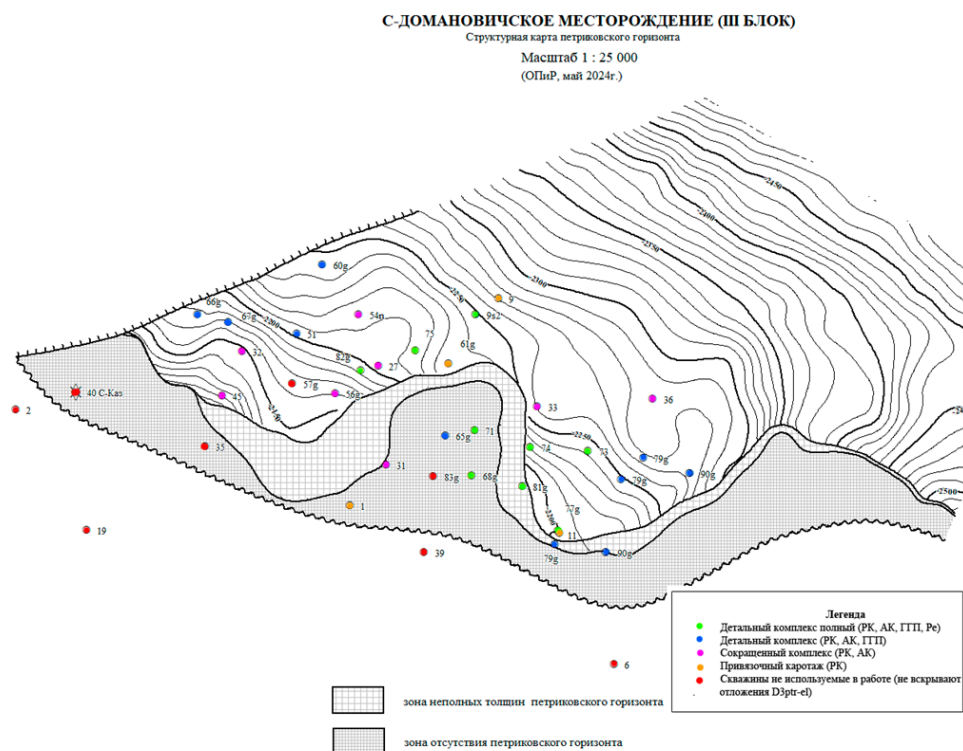


Рис. 1. Карта освещенности скважин детальным комплексом геофизических исследований скважин в интервале петриковско-елецких отложений III блока Северо-Домановичского месторождения

Fig. 1. Well illumination map by detailed well logging complex in the Petrico-Eletsky deposits interval of the III blok of the Severo-Domanovichskoe field

Лабораторные исследования на керне. Для проведения интерпретации данных ГИС и создания петрофизических, геологических, гидродинамических моделей необходимо иметь представление о свойствах изучаемого объекта (его литологии, петрофизических и иных свойствах). Для данных нужд выполняется отбор и лабораторные исследования керна. КERN является основой для петрофизического обеспечения комплексной интерпретации материалов ГИС [4, 5].

В интервале петриковско-елецких отложений Северо-Домановичского месторождения были выполнены работы по исследованию керна и получению информации о литолого-фациальных особенностях исследуемых отложений, петрофизических, геохимических, упругих и прочностных свойствах горных пород.

Стандартные исследования керна представлены следующими определениями:

- открытая пористость;
- объемная плотность;
- минералогическая плотность;
- абсолютная проницаемость;
- карбонатность.

Среди специальных исследований, необходимых для уточнения петрофизических моделей, в данной работе применялись:

- эффективная пористость;
- остаточная водонасыщенность;
- рентгеноструктурный анализ (РСА) и рентгенофлуоресцентный анализ (РФА);
- пиролитические исследования.

Подготовка данных геофизических исследований скважин. Предварительная обработка данных ГИС осуществлялась в специализированном программном комплексе «ПРАЙМ», предназначенном для анализа, обработки и интерпретации указанных данных, и состояла из следующих этапов:

- приведение данных к единому шагу по глубине;
- увязка кривых;
- сшивка и обрезка кривых;
- сглаживание кривых;
- корректировка данных акустического и плотностного каротажа в интервалах развития кавернозности ствола скважины;
- нормализация данных;
- синтезирование недостающих данных.

Нормализация выполнялась по опорным пластам введением аддитивной и (или) мультипликативной поправки в показания метода. В качестве опорных скважин были выбраны скважины с полным комплексом ГИС и наличием результатов лабораторных исследований на образцах керна [6].

В скважинах и интервалах, где отсутствовал каротаж детального комплекса ГИС (АК, РЕФ, ГТК), было применено синтезирование показаний на основе данных других методов ГИС: ГК, АК, НК и ГТК. Для создания модельных (синтетических) кривых недостающих методов ГИС использовались два подхода: линейная регрессия и метод машинного обучения.

Построение петрофизической модели и интерпретация данных геофизических исследований скважин. Первым этапом настройки моделей по данным ГИС в сложных по составу типах пород является расчет первичных интерпретационных параметров и определение по ним коэффициента глинистости. Далее – построение объемной модели породы, определение состава компонентов твердой части пород и коэффициента пористости.

Алгоритм интерпретации материалов ГИС, реализованный в данной работе, схематически показан на рис. 2.



Рис. 2. Схематический алгоритм интерпретации данных геофизических исследований скважин

Fig. 2. Schematic algorithm for interpreting well logging data

Объемное содержание минеральных компонентов горной породы оценивалось по данным комплекса ГИС с помощью инверсионного метода, в основе которого лежит решение системы линейных уравнений:

$$f_i = \sum e_{ij} V_{jmi} = 1, i = 1, n, \quad (1)$$

где f_i – показания i -го метода ГИС, линейно связанные с объемным содержанием каждой из слагающих его компонентов; e_{ij} – теоретическое значение параметра i для компоненты j ; V – объемное содержание компонента j ; m – количество объемных компонентов, слагающих породу [7].

При решении обратной задачи ГИС в случае использования метода оптимизационной инверсии задаются границы неопределенности значений геофизического параметра, который соответствует каждому объемному компоненту породы. Решение обратной задачи ГИС при определении объемного содержания компонентов породы сопровождается получением множества вариантов, которые удовлетворяют заданной системе уравнений. Выбор окончательного варианта осуществляется при использовании критерия оптимального решения, который соответствует минимальному суммарному отклонению между измеренным и рассчитываемым значением каждого геофизического параметра:

$$\Delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{(m_i - f_i)^2}{\delta_i^2}}, \quad (2)$$

где n – количество переменных в уравнении; m_i – измеренные значения параметра i ; f_i – рассчитанные значения геофизического параметра i ; δ_i – отклонение, характеризующее неопределенность при задании значения геофизического параметра i компонента породы.

При реализации данного подхода предварительно проводилась настройка алгоритма с привлечением априорной информации о компонентном составе отложений. Для этой цели были использованы результаты изучения минерального состава образцов керна. По данным химического анализа на образцах керна породы в разрезе петриковско-елецких отложений представлены такими минералами, как доломит, кальцит, кварц, полевые шпаты, галит, пирит.

Данные детального комплекса ГИС и специальных исследований на образцах керна были разбиты на две группы: опорную и тестовую. Настройка алгоритма моделирования выполнялась на опорных данных. На первом этапе были заданы теоретические значения показаний тех или иных методов в эталонных средах. Производился расчет объемных долей и сопоставление с результатами лабораторных исследований на гистограммах распределения и в разрезе скважин. На следующем этапе модель настраивалась путем изменения коэффициентов для достижения наиболее достоверных результатов [7].

При сопоставлении первичных данных расчета по ГИС с результатами лабораторных исследований на керне возникли первые проблемы: изменение величин содержания глинистых минералов в породе по данным лабораторных исследований на керне (VCL (PCA исх.)) находилось в диапазоне 0–20 %. В свою очередь, получаемая по результатам построения по ГИС глинистость (VCL) изменялась в диапазоне от 5 до 50 % (рис. 3).

Индикатором того, что разрез – преимущественно глинистый, были как первичное описание полноразмерного керна, так и исходные показания методов ГИС. По первичному описанию керна породы представлены неравномерным переслаиванием доломитов известковых, микрозернистых и известняков доломитовых, микрозернистых, пермято- и тонкослоистых за счет прослоев глинистого материала; неравно-

мерным переслаиванием глин тонкоплитчатых, зеленовато-темно-серых, темно-зеленых, пелитоморфных и доломитов кремнистых коричневатых-серых, светло-коричневых, микрозернистых. Со своей стороны, по ГИС величина естественной радиоактивности по данным ГК изменялась в диапазоне 2–9 мкР/ч, а средние значения составляли 4,5 мкР/ч. Данные показания характерны для глинистых карбонатов и мергелей. Показания метода БК характеризовались высокой переменной, характерной для разреза с тонкослоистым переслаиванием пород со значениями, также свойственными для глинистых карбонатов и мергелей.

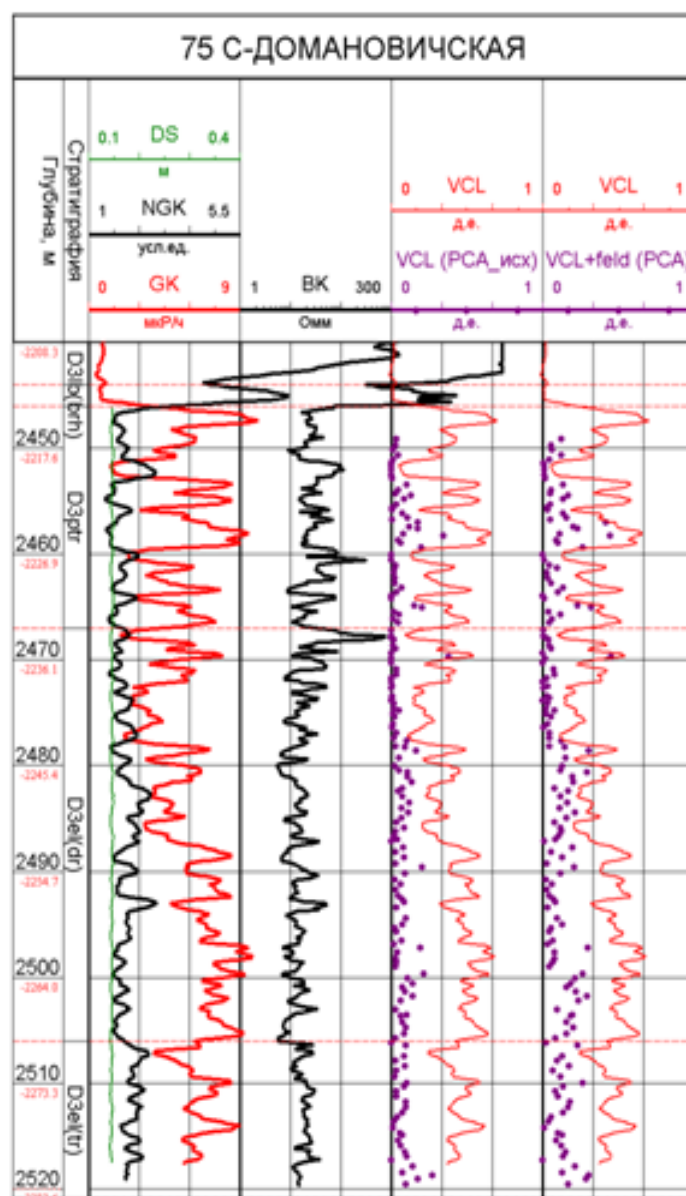


Рис. 3. Сопоставление результатов определения глинистости по данным геофизических исследований скважин и PCA на примере скважины 75 Северо-Домановичская

Fig. 3. Comparison of the results of determination of clay content according to well logging and XRD data on the example of well 75 Severo-Domanovichskaya

В связи с этим для уточнения глинистости на исходных образцах керна были проведены дополнительные исследования по определению содержания нераствори-

мого остатка прямым методом, путем растворения карбонатов кислотой и взвешивания нерастворимого остатка. Результаты сопоставления лабораторных определений представлены на кроссплотах (рис. 4), где $C_{н.о.}$ (карб.) – это нерастворимый остаток по методу растворения карбонатов (кальцитометрия); $C_{н.о.}$ (РСА) – это нерастворимый остаток по методу РСА; $K_{гл}$ (РСА) – это коэффициент глинистости по методу РСА.

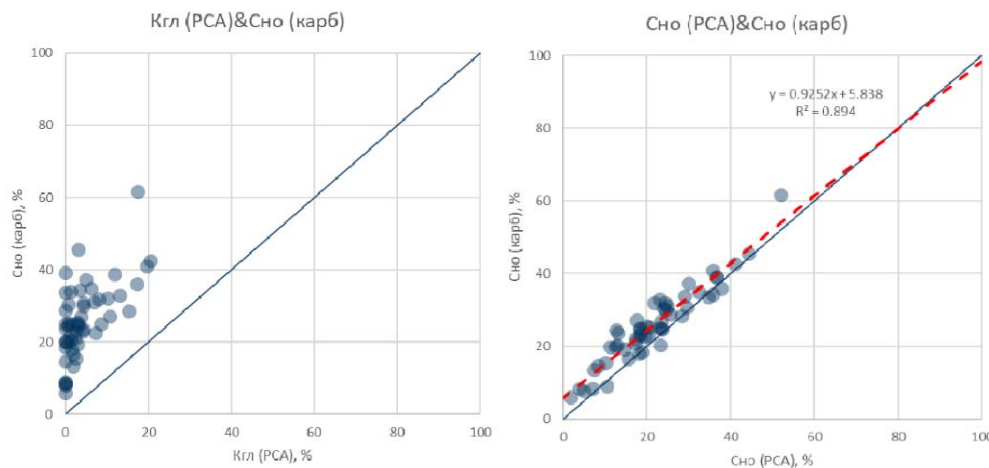


Рис. 4. Кроссплоты сопоставления лабораторных определений глинистости и нерастворимого остатка по методу РСА (слева) и по методу растворения карбонатов (справа)

Fig. 4. Cross-plots of comparison of laboratory definitions of clay content and insoluble residue by the XRD method (left) and by the method of dissolution of carbonates (right)

Исходя из результатов дополнительных исследований было установлено, что содержание нерастворимого остатка в породе в несколько раз выше содержания минералов глин, отдельно определенных по данным РСА. Также в 16 % образцов получены нулевые значения глинистости по РСА, и это не соответствует петрографическому составу данных отложений, что подтверждается методом кальцитометрии. Сопоставимые результаты получились лишь при сравнении величины нерастворимого остатка после дополнительных исследований с суммарным некарбонатным нерастворимым остатком по данным РСА. При этом наблюдалось снижение значений на 5 % относительно измерений прямым методом. Поэтому было предложено ввести поправочный коэффициент в определяемое количество нерастворимого остатка по данным РСА. Данная поправка, вероятно, связана с ограничениями метода РСА в определении доли аморфных минералов, в частности, минералов глин. При этом глинистые минералы имеют широкий спектр на дифракционной решетке, что осложняет определение их количества, особенно малых величин. Применение указанной поправки для других отложений возможно, но требует дальнейшего изучения комплексными методами.

Кроме того, был проведен детальный анализ состава нерастворимого остатка по данным РСА. Состав матрицы пород петриковско-елецких отложений и состав некарбонатного нерастворимого остатка по данным лабораторных определений методом РСА на керне приведены на диаграмме (рис. 5).

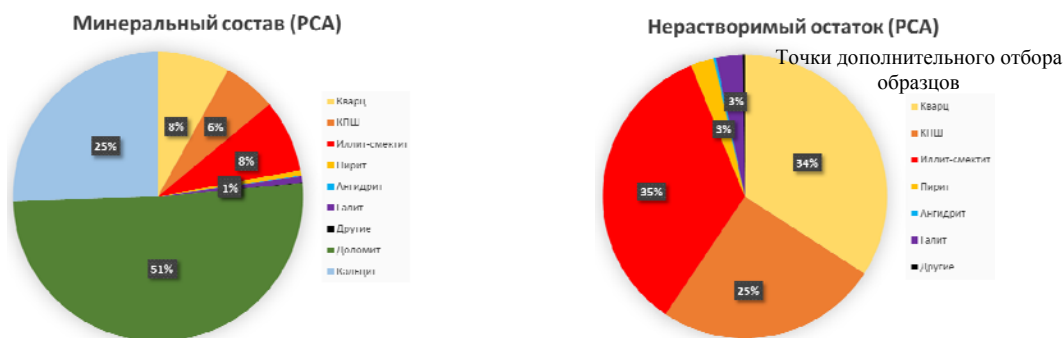


Рис. 5. Диаграмма минерального состава матрицы пород петриковско-елецки отложений по данным лабораторных определений методом РСА на керне (слева) и диаграмма минерального состава нерастворимого остатка по данным РСА (справа)

Fig. 5. A diagram of the composition of the matrix of rocks of the Petrico-Yelets deposits according to laboratory determinations by the XRD method on the core (left) and a diagram of the composition of the non-carbonate insoluble residue according to XRD data (right)

В результате анализа результатов было выявлено, что нерастворимый остаток представлен глинистыми минералами только на 35 %, остальными основными составляющими являются кварц (34 %) и калиевые полевые шпаты (КПШ) (25 %). Поскольку естественная радиоактивность свойственна только для иллита и КПШ, ассоциированными с определяемой глинистостью, по ГК из комплекса ГИС может быть выделена только сумма данных минералов.

Однако даже при сопоставлении суммарного содержания минералов глини и КПШ (кривая VCL + feld на рис. 3), установленных по РСА, с введенной предложенной поправкой с глинистостью, определяемой по данным ГИС, наблюдалось различие показаний в сторону занижения по РСА.

Для поиска возможных причин данного несоответствия детальному рассмотрению подверглись точки отбора образцов керна (рис. 6).



Рис. 6. Пример точек отбора образцов для лабораторных исследований на керне (слева – фото без ультрафиолета, справа – фото под ультрафиолетом) на примере скважины 75 Северо-Домановичская

Fig. 6. Example of sampling points for laboratory studies on the core (photo on the left without ultraviolet, photo on the right under ultraviolet) using the example of well 75 Severo-Domanovichskaya

Так, было выявлено, что при попытке отбора цилиндрических образцов из темных, глинистых участков порода разрушалась, и образцы становились непригодным для последующих лабораторных исследований. Это, в свою очередь, приводило к несбалансированности выборки. Большая часть разреза представлена переслаиванием доломитов и глин, однако отбор образцов произведен только из слабоглинистых доломитов и соответственно лабораторные исследования были проведены на основе их анализа.

Как следствие, был намечен отбор 14 дополнительных нецилиндрических образцов из глинистых интервалов на керне для исследований методом РСА и растворения карбонатов, поскольку для данного вида исследований нет необходимости в соблюдении строгих геометрических форм образцов. Результаты дополнительных исследований отображены на кроссплотах (рис. 7) красными точками.

На кроссплотах точки дополнительных образцов лежат в области высоких значений содержания глинистых минералов. Эти данные дали представление о глинистых породах в разрезе скважины, позволили уточнить поправочную зависимость для корректировки показаний РСА и скорректировать настраиваемую модель по определению содержания минеральных компонент в породе.

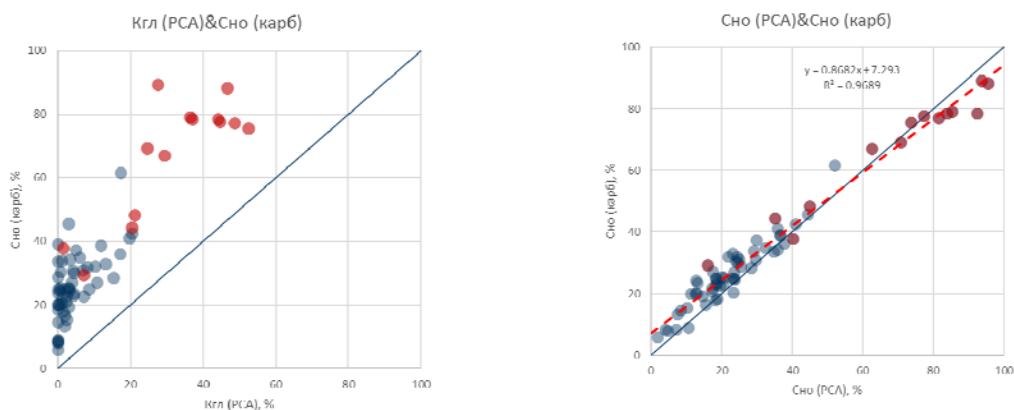


Рис. 7. Кроссплоты сопоставления лабораторных определений глинистости и нерастворимого остатка по методу РСА и по методу растворения карбонатов с учетом дополнительных образцов

Fig. 7. Cross-plots of comparison of laboratory definitions of clay content and insoluble residue by the XRD method and by the method of dissolution of carbonates, taking into account additional samples

Полученные результаты после проведения исследований на дополнительных образцах хорошо сопоставимы с исправленными данными РСА (рис. 8).

Таким образом, для точности построения объемной модели по точкам керна в условиях тонкослоистого разреза отбор образцов должен производиться с учетом изменений литологических особенностей для полного охвата разреза скважины кернами исследованиями (учет отличающихся прослоев толщиной более 3 см). При невозможности отбора цельных цилиндрических образцов из рыхлых, растрескивающихся или неконсолидированных прослоев осуществлять отбор крошки/обломков таких прослоев для исследований необходимо на установках, не требующих целостности образцов (РСА, РФА, геохимия). Рекомендуется проведение контрольных исследований кальцитометрии путем растворения карбонатных пород и взвешивания нерастворимого остатка в 30 % исследуемых на РСА образцов в опорной скважине.

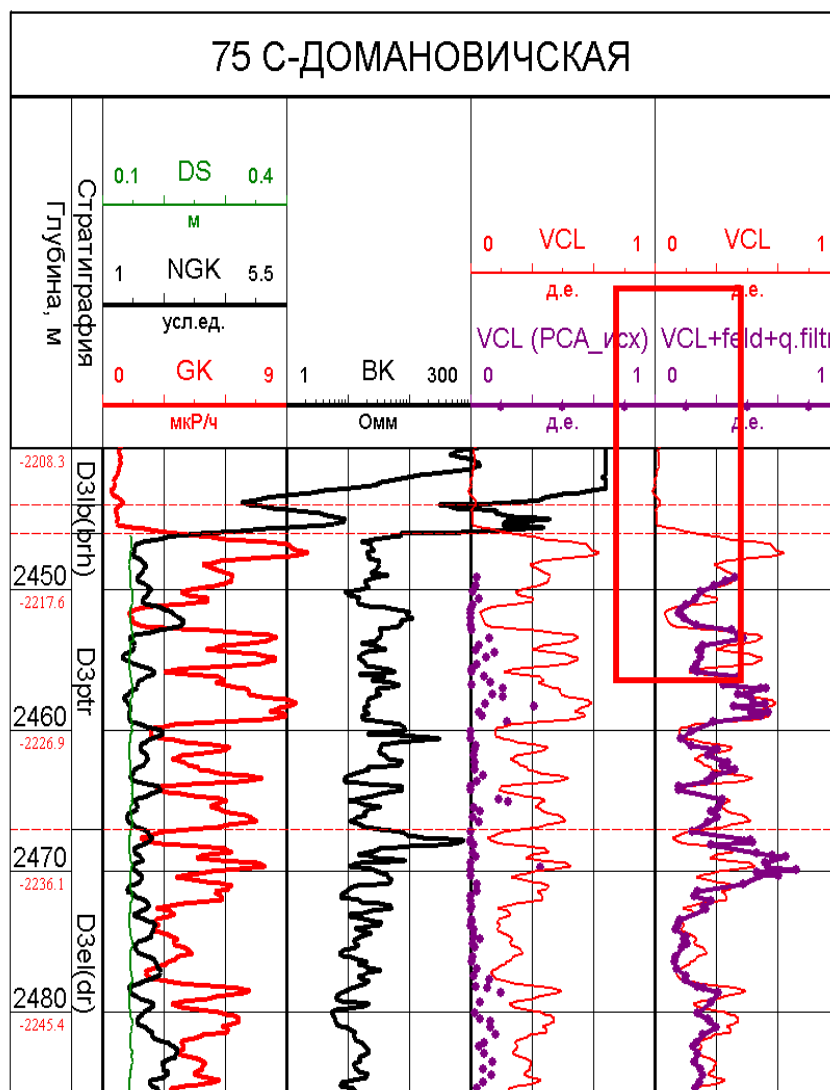


Рис. 8. Результаты сопоставления объемного содержания глинистости в породе по результатам построения объемной модели по ГИС с исправленными данными PCA на примере скважины 75 Северо-Домановичской

Fig. 8. The results of comparing the volume content of clay in the rock based on the results of constructing a volumetric well logging model with corrected XRD data on the example of well 75 Severo-Domanovskaya

Охват отличающихся по свойствам литологических разностей при выбуривании образцов позволяет улучшить достоверность и тесноту связей петрофизических зависимостей «керна – керн», «керна – ГИС», в противоположность случаям, когда лабораторные исследования показывает только диапазон пород-коллекторов. При выбуривании образцов керна следует уделять внимание не только интервалам с признаками коллекторских свойств (каверны, выпоты углеводородов).

Следуя данным рекомендациям, в разы повышается точность построения петрофизической модели на основе связей «керна – ГИС» в условиях тонкослоистого разреза [4, 8].

Заключение. Данная работа проводилась в рамках темы «Оценка возможного потенциала и перспективы освоения углеводородов из низкопроницаемых карбонатных пород-коллекторов отложений елиско-петровского вохраста Северо-Дома-

новичско-Ново-Кореневского участка». В результате были разработаны принципы построения интерпретационных моделей, позволившие выполнить определение минерального состава и свойств пород, оценку компонент их пустотного пространства и пиролитических свойств в условиях тонкослоистого разреза.

Подход, реализованный в настоящей работе, был нацелен на учет особенностей многокомпонентного минерального состава и высокой изменчивости горных пород в разрезе при комплексном их изучении разномасштабными методами.

После подведения итогов проведенной работы выполнена настройка минералогической, петрофизической, геохимической моделей породы по ГИС на основе данных лабораторных исследований на керне. Проведено построение объемных моделей по ГИС в интервале залегания отложений петриковско-елецкого возраста III блока Северо-Домановичского нефтяного месторождения. Даны рекомендации по методике отбора образцов и комплексу лабораторных исследований на керне в условиях рассмотренного тонкослоистого разреза.

При выполнении лабораторных исследований на образцах керна в рамках исследований нетрадиционных пород-коллекторов залежей углеводородов рекомендуется:

- Отбор образцов керна с учетом изменения литологических особенностей для полного охвата разреза скважины керновыми исследованиями (учет отличающихся прослоев толщиной более 3 см).

- При невозможности отбора цельных цилиндрических образцов из рыхлых, расстрескивающихся или неконсолидированных прослоев производить отбор крошки/обломков таких прослоев для исследований на установках, не требующих целостности образцов (РСА, XRF, геохимия).

- Проведение контрольных исследований калцитометрии при помощи растворения карбонатных пород и взвешивания нерастворимого остатка в 30 % исследуемых на РСА образцов в опорной скважине.

- При выбуривании образцов керна необходимо обращать внимание не только на интервалы с признаками коллекторских свойств (каверны, выпоты углеводородов).

Таким образом, полный охват отличающихся по свойствам литологических разностей при выбуривании образцов позволит улучшить достоверность и тесноту связей петрофизических зависимостей «кern – kern», «кern – ГИС», в отличие от случаев, когда лабораторные исследования охватывают только диапазон коллекторов.

Благодарность. Авторы выражают особую признательность заместителю директора по геологоразведочным работам А. С. Грудину и руководителям отдела промысловой геофизики Д. Н. Рудому и Н. Н. Настюшкину за большую поддержку и за данные ими ценные советы и замечания в процессе написания статьи.

Gratitude. We are very grateful to Deputy Director for Geological Exploration A. S. Grudin and management of the field geophysics department D. N. Rudoy and N. N. Nastyushkin, who supported us for several months and gave us invaluable advice on writing the article.

Литература

1. Стрельченко, В. В. Геофизические исследования скважин : учеб. пособие / В. В. Стрельченко. – М. : Недра-Бизнесцентр. – 2008. – 551 с.
2. Латышова, М. Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС : учеб. пособие / М. Г. Латышова, В. Г. Мартынов, Т. Ф. Сколова. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2007. – 327 с.
3. Пересчет геологических запасов углеводородов и ТЭО КИН Северо-Домановичского месторождения : отчет о НИР (заключ.) / БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» ; рук. А. И. Короткевич. – Гомель, 2020. – 218 с.
4. Кузнецова, Г. П. Методические приемы привязки керна к геофизическим исследованиям / Г. П. Кузнецова // Территория «Нефтегаз». – 2017. – № 1-2. – С. 20–26.

5. Определение особенностей распространения низкопроницаемых пород-коллекторов петриковско-елецкого возраста северной и центральной структурных зон Припятского прогиба и разработка новых информативных геолого-геофизических критериев нефтегазоносности / П. П. Повжик, А. А. Ерошенко, А. С. Грудинин, Е. А. Калейчик // Нефтяник Полесья. – 2023. – № 2 (44). – С. 90–98.
6. Заляев, Н. З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин / Н. З. Заляев. – Минск : Университетское, 1990. – 142 с.
7. Сошенко, А. В. Построение петрофизической модели межсолевых и внутрисолевых отложений Северо-Домановичского месторождения и моделирование интервалов галитизации / А. В. Сошенко, И. В. Качура, В. А. Семенова // Современные проблемы машиноведения : материалы XII Междунар. науч.-техн. конф. (науч. чтения, посвящ. 125-летию со дня рождения П. О. Сухого), Гомель, 22 окт. 2020 г. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, ПАО «Компания «Сухой» ОКБ «Сухого» ; под общ. ред. А. А. Бойко. – Гомель, 2020. – С. 253–255.
8. Повжик, П. П. Комплексные методические подходы к изучению нетрадиционных пород-коллекторов на керновом материале Республики Беларусь / П. П. Повжик, А. А. Ерошенко, Е. А. Калейчик // Нефтяник Полесья. – 2022. – № 2 (42). – С. 108–113.
9. Айзберг, Р. Е. Нетрадиционные источники углеводородного сырья в недрах Беларуси / Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик, В. Н. Бескопыйный // Природопользование. – 2019. – № 1. – С. 171–187.
10. Бескопыйный, В. Н. Припятский нефтегазоносный бассейн: тектоника, нефтегазообразование, нефтегазонакопление / В. Н. Бескопыйный, Р. Е. Айзберг // Материалы международной научной конференции «Современное состояние наук о Земле» памяти В. Е. Хаина, г. Москва, 1–4 февр. 2011 г. / Моск. гос. ун-т им. М. В. Ломоносова. – М., 2011. – № 2. – С. 228–233.

Referens

1. Strel'chenko V. V. *Geophysical well logging. Textbook*. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2008. 551 p. (in Russian).
2. Latyshova M. G., Martynov V. G., Skolova T. F. *Practical guide to well logging data interpretation. Textbook*. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2007. 327 p. (in Russian).
3. Korotkevich A. I. (theme leader) BelNIPIneft'. RUP "Proizvodstvennoye ob'yedineniye "Belorusneft". *Recalculation of geological hydrocarbon reserves and Oil recovery rate of the Severo-Domanovich oil field*. Gomel', 2020. 218 p. (in Russian).
4. Kuznetsova G. P. Methodological techniques for core tie-in to geophysical logging. *Territoriya «Neftegaz» = Neftegaz Territory*, 2017, no. 1-2, pp. 20–26 (in Russian).
5. Povzhik P. P., Yeroshenko A. A., Grudin A. S., Kaleyichik Y. A. Determination of the distribution features of low-permeability Petrikovskian-Eletsy reservoir rocks of the northern and central structural zones of the Pripyat Trough and development of new informative geological and geophysical criteria for oil and gas potential. *Neftyanik Poles'ya = Neftyanik Polesia*, 2023, no. 2 (44), pp. 90–98 (in Russian).
6. Zalyayev N. Z. *Methodology of automated interpretation of geophysical well logging*. Minsk, Universitetskoye Publ., 1990. 142 p. (in Russian).
7. Soshenko A. V., Kachura I. V., Semenova V. A. Construction of a petrophysical model of inter-salt and intra-salt deposits of the Severo-Domanovich oil field and modeling of halitization intervals. *Sovremennye problemy mashinovedeniya: materialy XII Mezhdunar. nauch.-tekhn. konf., Gomel', 22 okt. 2020 g.* [Modern problems of mechanical engineering: proceedings of the XII International scientific-technical conference, Gomel, 22 Oct. 2020 g.]. Gomel', GGTU im. P. O. Sukhogo, 2020, pp. 253–255 (in Russian).
8. Povzhik P. P., Yeroshenko A. A., Kaleyichik Y. A. Integrated methodological approaches to the study of unconventional reservoir rocks based on core material from the Republic of Belarus. *Neftyanik Poles'ya = Neftyanik Polesia*, 2022, no. 2(42), pp. 108–113 (in Russian).

9. Ayzberg R. Ye., Gribik YA. G., Beskopyl'nyy V. N. Unconventional sources of hydrocarbon raw materials in the subsoil of Belarus. *Prirodopol'zovaniye = Nature use*, 2019, no. 1, pp. 171–187 (in Russian).
10. Beskopyl'nyy V. N., Ayzberg R. Ye. Pripyat oil and gas basin: tectonics, oil and gas formation, oil and gas accumulation. *Materialy mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii «Sovremennoe sostoyanie nauk o Zemle» pamyati V. E. Khaina, g. Moskva, 1–4 fevr. 2011 g.* [Proceedings of the International Scientific Conference “Current State of Earth Sciences” in memory of V. E. Khain, Moscow, 1–4 Feb. 2011]. Moscow, Moskovskii gosudarstvennyi universitet imeni M. V. Lomonosova, 2011, no. 2, pp. 228–233 (in Russian).

Информация об авторах

Сошенко Александр Васильевич – заведующий сектором обработки специальных методов и технологий ГИС, отдела промысловой геофизики. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15А, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Soshenko@beloil.by

Гулай Ольга Николаевна – геофизик отдела промысловой геофизики, сектор обработки специальных методов и технологий ГИС. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15А, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: O.Gulaj@beloil.by

Лобач Светлана Николаевна – геофизик первой категории отдела промысловой геофизики, сектор обработки специальных методов и технологий ГИС. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15А, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: s.lobach@beloil.by

Information about the authors

Soshenko Alexander Vasilyevich – head of the processing sector of special GIS methods and technologies, Department of Field Geophysics. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15A, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Soshenko@beloil.by

Gulay Olga Nikolaevna – geophysicist of the Department of field Geophysics, the sector of processing special GIS methods and technologies. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15a, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: O.Gulaj@beloil.by

Lobach Svetlana Nikolaevna – geophysicist of the first category of the Department of field geophysics, the sector of processing special GIS methods and technologies. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15A, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: s.lobach@beloil.by

Поступила в редакцию 29.10.2024

УДК 622.276.4(476)

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАДАЧ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

А. В. МИНАКОВ, А. Ю. КРАВЧЕНКО, Я. А. МАЙЛАТ, С. Н. ВОРОБЬЕВА

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель,*

Аннотация. Рассмотрена методика расчета оптимального дебита скважины после проведения гидро-разрыва пласта для минимизации негативного влияния выноса проппанта из трещин гидроразрыва. Проведена оценка достоверности предложенной методики. С помощью гидродинамической модели определено влияние проницаемости расклинивающих агентов на продуктивность скважины и накопленную добычу. Осуществлена оценка экономической эффективности при замене типа расклинивающего агента.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, вынос проппанта, гидродинамическая модель, трещина, расклинивающий агент, критический дебит.

Для цитирования. Возможность применения гидродинамических моделей для решения промысловых задач при проведении гидроразрыва пласта / А. В. Минаков, А. Ю. Кравченко, Я. А. Майлат, С. Н. Воробьева // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 38–49.

THE POSSIBILITY OF APPLYING HYDRODYNAMIC MODELS FOR SOLVING FIELD PROBLEMS DURING HYDRAULIC FRACTURING

A. V. MINAKOV, A. Yu. KRAVCHENKO, Ya. A. MAYLAT, S. N. VOROBYEVA

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. A method for calculating the optimal flow rate of a well after hydraulic fracturing is considered to minimize the negative impact of proppant removal from fracturing cracks. The reliability of the proposed methodology has been assessed. Using a hydrodynamic model, the impact of proppant permeability on well productivity and cumulative production was determined. An assessment of economic efficiency was carried out for replacing the type of proppant.

Keywords: hydraulic fracturing, proppant removal, hydrodynamic model, fracture, proppant, critical flow rate.

For citation. Minakov A. V., Kravchenko A. Yu., Maylat Ya. A., Vorobyeva S. N. The possibility of applying hydrodynamic models for solving field problems during hydraulic fracturing. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 38–49 ((in Russian).

Введение. Среди факторов, снижающих эффективность гидроразрыва пласта (ГРП), наибольшую опасность для снижения продуктивности скважин представляет вынос проппанта из трещины [1]. После выноса проппанта трещина теряет способность поддерживать необходимую проводимость, что приводит к уменьшению продуктивности пласта [2]. Помимо этого незакрепленные частицы расклинивающего материала, поступая совместно с добываемым флюидом в скважину, могут привести к повреждению насосного оборудования и иным технологическим осложнениям [3, 4]. Однако на текущий момент не существует принятой рабочей методики, которая бы позволила описать процесс взаимодействия частиц расклинивающего агента в пла-

стовых условиях, а состояние в пласте за пределами ствола скважины имеет неопределенности, которые невозможно решить в условиях проведения лабораторных испытаний.

Ежегодно РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» увеличивает количество проводимых ГРП, наращивает их стадийность и агрессивность что, в свою очередь, ведет к увеличению вероятности выноса расклинивающего агента из пласта и указывает на необходимость создания аналитической модели выноса проппанта.

Цель работы. Разработка гидродинамических моделей для решения промышленных задач с учетом влияния проницаемости различных материалов на продуктивность скважины при проведении гидроразрыва пласта.

Анализ существующих методик оценки выноса проппанта. На первом этапе в работе проанализированы зарубежные исследования по анализу и расчету выноса проппанта. Были выделены три основные методики: модель Уэджа, модель Кэнона [5] и модель В. А. Васильева [6]. Однако в связи с высокой неопределенностью закладываемых параметров модели Кэнона и Уэджа после апробирования далее не использовались.

Модель В. А. Васильева основывается на теории псевдосжижения сыпучих материалов (превращения слоя зернистого материала под влиянием восходящего потока в систему, в которой частицы находятся во взвешенном состоянии) и используется для описания процесса пескования скважин, эксплуатирующих слабо сцементированные пласты. Условие выноса проппанта из трещины гидроразрыва определяется критическим дебитом пластовой жидкости при ее фильтрации. Когда фактический дебит жидкости превышает критическое значение, начинается вынос проппанта из трещины.

Критический дебит рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{крит}} = \frac{K_a g (\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ф}}) K_{\text{проп}} G_{\text{пр}} n_{\text{тр}}}{\mu_{\text{ж}} l_{\text{тр}} \rho_{\text{нас}}},$$

где K_a – коэффициент упаковки проппанта; $\rho_{\text{п}}$ – плотность зерна проппанта; $\rho_{\text{ф}}$ – плотность флюида; $K_{\text{проп}}$ – проницаемость проппанта; $G_{\text{пр}}$ – вес закачанного проппанта; $n_{\text{тр}}$ – число трещин; $\mu_{\text{ж}}$ – вязкость жидкости; $l_{\text{тр}}$ – длина трещины; $\rho_{\text{нас}}$ – насыпная плотность проппанта.

В результате расчетов по аналитической модели В. А. Васильева для условий месторождений Припятского прогиба построен график, описывающий закономерности изменения критического дебита скважины от изменения входных параметров (рис. 1).

К увеличению критического дебита приводят истинная плотность проппанта, коэффициент упаковки проппанта и его проницаемость (увеличение данных параметров ведет практически к линейному росту критического дебита). Наибольшее влияние на критический дебит скважины оказывает истинная плотность проппанта.

При этом ожидаемый дебит после проведения многостадийного ГРП разделяется равными долями между всеми трещинами. Для учета геометрической неоднородности трещин используется методика предельного потенциала, на основе которой рассчитывается проводимость системы «матрица – трещина», и это позволяет рассчитать долю участия каждой трещины в добыче пластового флюида.

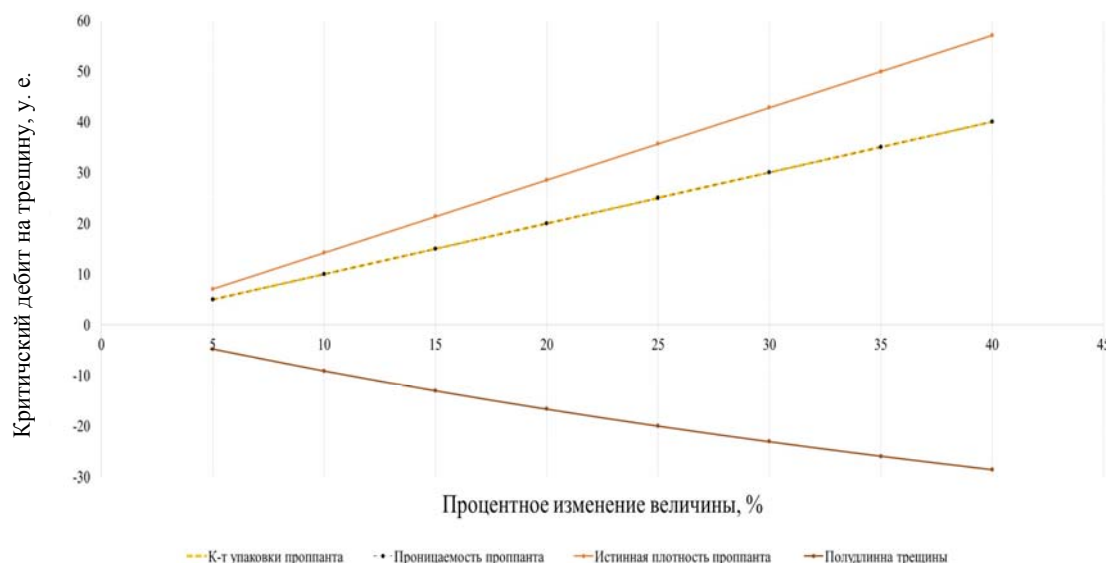


Рис. 1. График изменения процентной величины критического дебита в зависимости от контролируемых параметров

Fig. 1. Graph of change in critical flow rate depending on controlled parameters

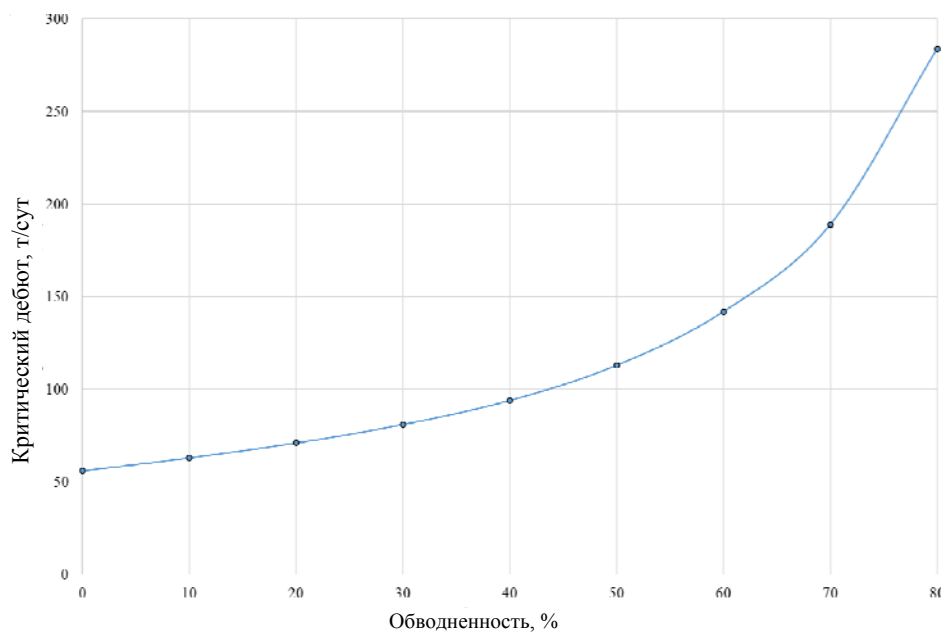
Также стоит отметить, что существенное влияние на критический дебит скважины оказывает вязкость добываемого флюида, которая связана с обводненностью. Было установлено, что при увеличении обводненности пластового флюида происходит увеличение критического дебита (при условии добычи высоковязких нефтей, при росте обводненности вязкость добываемого флюида – смеси снижается, поскольку вязкость нефти значительно больше вязкости воды).

На рис. 2, а представлено изменение критического дебита от обводненности для ланско-старооскольской залежи западного блока Речицкого месторождения, где вязкость нефти превышает вязкость воды в 3,5 раза.

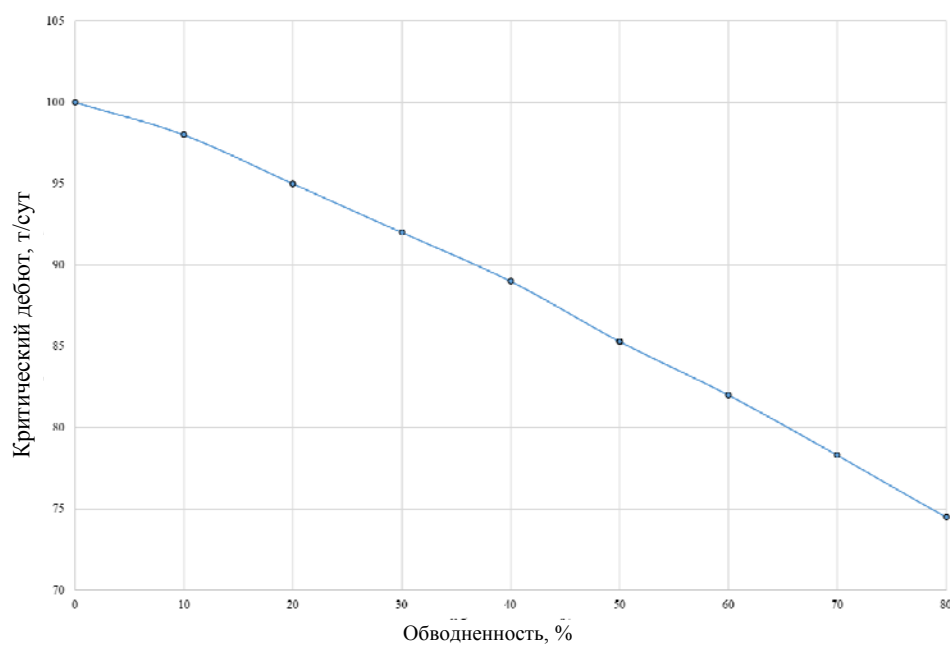
Обратный эффект можно заметить на месторождениях, где добывается нефть с низкой вязкостью, в частности, Некрасовское месторождение с подсолевой залежью (рис. 2, б), для которых в пластовых условиях вязкость нефти – меньше вязкости воды в 1,7 раза.

Пример практического использования метода для освоения скважины 445g Речицкого месторождения методом 27-стадийного МГРП по технологии «Plug&Perf» приведен на рис. 3, 4.

В соответствии с дизайн-проектом вынос проппанта следует ожидать по первому кластеру 26 стадии (рис. 3). При нулевой обводненности критический дебит по скважине составит $35 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($31 \text{ т}/\text{сут}$), критический дебит (ось y на рис. 3) по первому кластеру 26 стадии будет равен $0,62 \text{ м}^3/\text{сут}$.



а)



б)

Рис. 2. Влияние обводненности на критический дебит на месторождениях с различной вязкостью добываемой жидкости:
а – Речицкое месторождение нефти; б – Некрасовское месторождение нефти.

Fig. 2. The influence of water cut on critical flow rate at fields with different viscosity of extracted liquid:
a – Rechitsa oil field; b – Nekrasovskoye oil field



Рис. 3. Критический дебит жидкости по стадиям для скважины 445g Речицкого месторождения, при котором вероятен вынос проппанта

Fig. 3. Critical fluid flow rate by stages for well 445g of Rechitskoye oil field, at which proppant removal is probable

При возможном изменении входной обводненности скважины от 0 до 80 % критический дебит скважины, при котором начинается вынос проппанта, изменяется от 35 до 241 м³/сут (рис. 4).

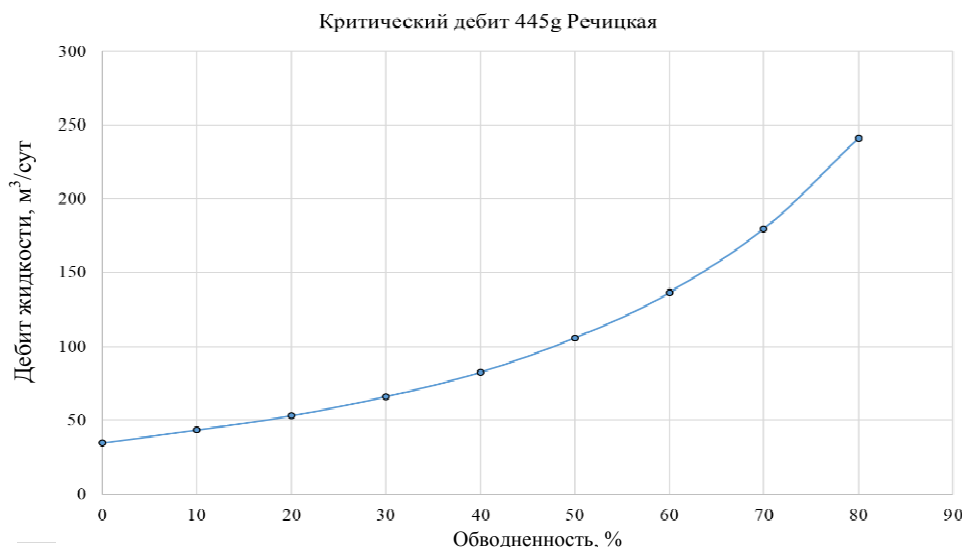


Рис. 4. Зависимость критического дебита жидкости, при котором вероятен вынос проппанта, от начальной обводненности продукции по скважине 445g Речицкого месторождения

Fig. 4. Dependence of critical liquid flow rate, at which proppant removal is probable, on initial water cut of production in well 445g of Rechitskoye field

Таким образом, мы предлагаем аналитическую модель, которая позволяет оценить значение критического дебита скважины (максимальное предельное значение) после ее освоения методом ГРП (включая технологию разрядки скважины), при котором вынос расклинивающего агента из скважины маловероятен/не произойдет. Методика В. А. Васильева позволяет наиболее точно рассчитать критический дебит скважины.

На основе проведенных исследований было установлено (рис. 5), что модель с большой долей вероятности позволяет предсказать вынос проппанта из скважины. Исходя из рис. 5 можно отметить, что имеется большое количество скважин, по которым произошел фактический вынос проппанта. Подробные результаты представлены в таблице.

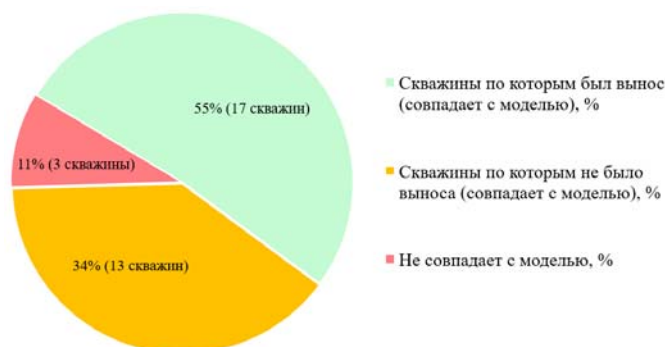


Рис. 5. Анализ совпадения модельных и фактических данных по выносу расклинивающего агента

Fig. 5. Analysis of the coincidence of model and actual data on the removal of proppant agent

Результаты применения аналитической модели по скважинам с многостадийным гидроразрывом пласта

Results of applying the analytical model to wells with multistage hydraulic fracturing

Но- мер	Сква- жина	Месторож- дение	Залежь	Соответ- ствие факта с прогно- зом	Нали- чие выно- са агента	Дебит флюида, факт, т/сут	Критиче- ский дебит флюида, прогноз, т/сут	Примечание
1	57g	Северо- Домановичская	zd(ton)	+	—	151	162	Отсутствие выноса
2	66g	Северо- Домановичская	zd(trm-ton)	+	+	83	80	Вынос, 76 % – проппант; 24 % – песок
3	77g	Северо- Домановичская	el-zd	+	—	57	75	Отсутствие выноса
4	81g	Северо- Домановичская	el-zd	+	—	71	90	Отсутствие выноса
5	163g	Мармовичская	el-zd (II блок)	+	—	96	110	В 1-й НКТ от ЭЦН осадок (проп- пант + АСПО)
6	103n	Барсуковская	ln-st	+	+	60	58	Вынос, 80 % – проппант; 20 % – песок
7	110	Барсуковская	ln-st	+	—	70	81	Отсутствие выноса
8	112	Барсуковская	ln-st	+	—	48	58	Отсутствие выноса

Окончание

Но- мер	Сква- жина	Месторож- дение	Залежь	Соответ- ствие факта с прогно- зом	Нали- чие выно- са агента	Дебит флюида, факт, т/сут	Критиче- ский дебит флюида, прогноз, т/сут	Примечание
9	310	Речицкая	I–III пачки	+	+	84	78	Вынос, 1200 л
10	255	Речицкая	ln-st	+	–	69	75	Отсутствие выноса
11	385	Речицкая	ln-st зап	+	+	25	22	Вынос, 4755 л
12	387g	Речицкая	I–III пачки	+	+	98	90	Отмыто 500 л проппанта
13	411g	Речицкая	I–III пачки	+	+	93	87	45 % – проппант; 55 % – песок, вынос 80 л
14	418g	Речицкая	I–III пачки	+	+	297	250	Вынос > 200 л
15	419g	Речицкая	I–III пачки	+	+	142	130	7 % – проппант; 93 % – песок, вынос – 90 л проппанта
16	420g	Речицкая	I–III пачки	+	–	245	250	
17	464g	Речицкая	I–III пачки	+	–	156	160	
18	518g	Речицкая	I–III пачки	–	–	145	140	
19	519g	Речицкая	I–III пачки	+	+	298	285	Вынос, 160 л проппанта
20	523n	Речицкая	ln-st	+	–	25	30	
21	529n	Речицкая	ln-st	–	–	38	34	
22	533n	Речицкая	V	–	–	29	26	
23	41602g	Речицкая	I–III пачки	+	+	132	120	Вынос, 330 л проппанта
24	516	Речицкая	I–III пачки	+	+	325	300	Вынос, 700 л проппанта
25	467	Речицкая	I–III пачки	+	+	317	306	Вынос, 470 л проппанта
26	424g	Речицкая	I–III пачки	+	–	203	217	
27	469	Речицкая	I–III пачки	+	–	110	122	
28	464g	Речицкая	I–III пачки	+	–	156	170	
29	422g	Речицкая	I–III пачки	+	+	142	132	Вынос, проппант – 489 л
30	255	Речицкая	ln-st	+	–	26	30	Отсутствие выноса

Один из возможных процессов, который приводит к выносу проппанта – разрядка скважины, проводимая после ГРП [7]. Основным негативным фактором данной операции является резкое увеличение гидродинамического потока. Данный эффект обусловлен большой разницей значений проницаемости между пластом и проппантом, который и приводит к большому перепаду давлений «пласт – трещина».

Также на вынос проппанта влияет разница пластового давления в трещине ГРП и стволе скважины и разница давлений в трещине и матрице в залежи. Большая депрес-

сия создает большую скорость движения флюида при выходе из матрицы в трещину, а затем из трещины в ствол скважины.

Известно, что в качестве замены керамического проппанта могут использоваться природные материалы [8]. Указанная взаимозаменяемость связана с тем, что структура песка аналогична структуре частиц проппанта и с тем, что природный материал способен поддерживать аналогичные фильтрационные свойства в объеме созданных трещин. Однако частицы песка имеют различную форму и меньшую прочность по сравнению с проппантами, которые могут оказывать негативное влияние на проницаемость, а следовательно, – на продуктивность скважины. Помимо этого, в пластовых условиях может произойти повреждение и дробление частиц природных агентов в трещине, которые также окажут негативное влияние на работу скважины. Но, с другой стороны, замена проппанта на песок, проницаемость которого в несколько раз ниже, может способствовать решению и вышеописанной проблемы – предотвратить вынос расклинивающего агента из ПЗП в скважину. В связи с этим были проведены исследования по влиянию проницаемости различных материалов на продуктивность скважины.

Для оценки этого влияния была проведена серия расчетов на гидродинамических моделях в симуляторе tNavigator посредством создания виртуальной трещины. За основу была принята секторная модель по скважине 57g Северо-Домановичской, в которой проводился ГРП (рис. 6).

На гидродинамической модели были рассчитаны 9 вариантов с различной проницаемостью расклинивающего материала. Проницаемость изменялась в пределах от 4 Дарси – песок (что соответствует песку ГОК Западно-Хотиславского месторождения фракции 40/70 со степенью разрушения 70 % [9]) до 2200 Дарси (проницаемость проппанта Carbo Pro фракции 12/18 [10]).

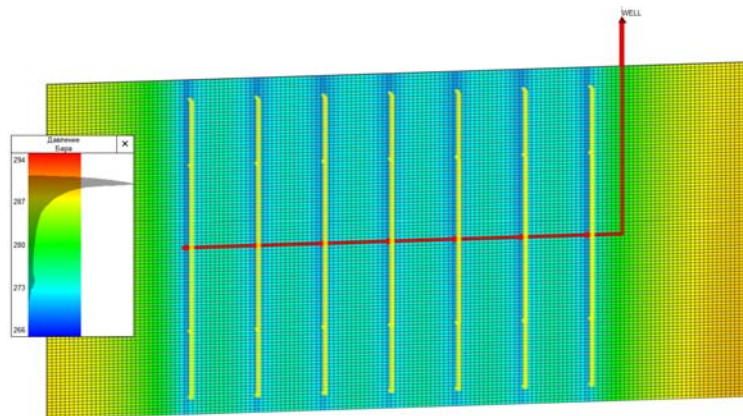


Рис. 6. Распределение пластового давления и расположение трещин гидроразрыва пласта в разрезе по стволу скважины 57g Северо-Домановичской на секторной модели

Fig. 6. Distribution of reservoir pressure and location of hydraulic fractures in the section along the wellbore 57g of the Severo-Domanovichskoye oil field on a sector model

Разница в накопленной добыче нефти за два года при использовании для ГРП расклинивающего агента с минимальной и максимальной проницаемостями составит 23 % (рис. 7). Исходя из диаграммы накопленной добычи нефти на рис. 7 видно, что при увеличении проницаемости агента более 60 Дарси темп роста накопленной добычи значительно снижается.

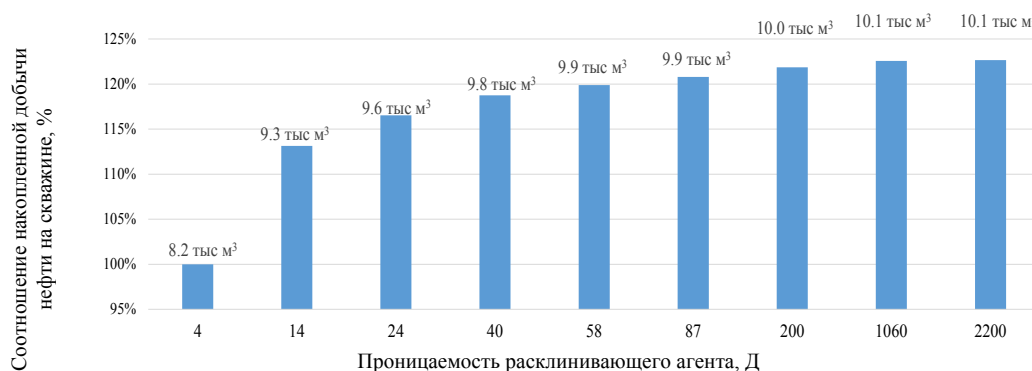


Рис. 7. Сравнение накопленной добычи нефти после гидроразрыва пласта для различных значений проницаемости проппанта

Fig. 7. Comparison of cumulative oil production after hydraulic fracturing for different proppant permeability values

Разница в продуктивности скважины отражена на рис. 8, где представлен дебит за первый месяц эксплуатации скважин после ГРП при использовании наиболее часто применяемых расклинивающих агентов. Как видно из графика (рис. 8), увеличение проницаемости после значений в 30 Дарси приводит к росту начального дебита не более, чем на 10 %.

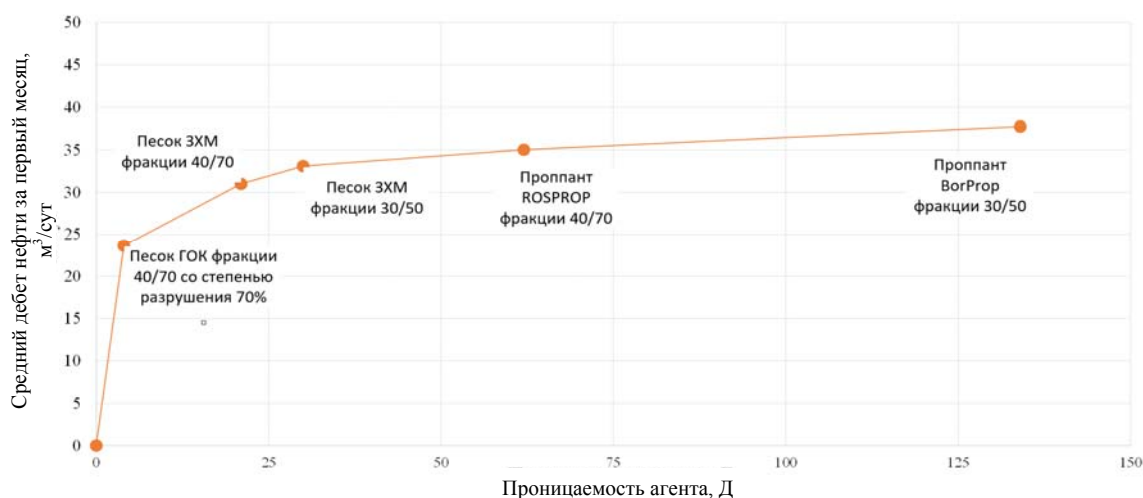


Рис. 8. Начальный дебит скважины при различной проницаемости агента

Fig. 8. Initial flow rate of a well with different agent permeability

При замене керамического проппанта на песок экономическая эффективность при проведении ГРП на одну стадию составит до 6000 BYN за счет разницы стоимости материалов. Экономия на одну стадию при сравнении песка ЗХМ фракции 30/50 с проппантом BorProp фракции 30/50 будет равна 3800 BYN (рис. 9). Замена расклинивающего агента на менее проницаемый снизит накопленную добычу нефти, но с учетом заметной разницы в стоимости применение песка экономически целесообразнее, что подтверждается аналогичными исследованиями в мировой практике [11].

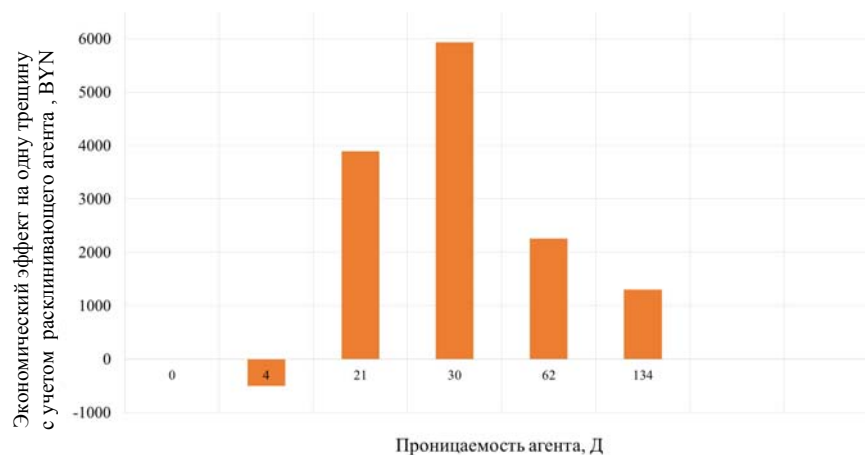


Рис. 9. Начальный дебит скважины при различной проницаемости расклинивающего агента

Fig. 9. Initial well flow rate with different proppant permeability

Помимо этого одним из основных преимуществ замены проппанта песком является снижение вероятности выноса проппанта. Данный эффект достигается за счет естественного уменьшения проницаемости, что и приводит к снижению пиковых значений дебита согласно формуле Васильева.

Закключение. Среди существующих методик по определению выноса проппанта при проведении ГРП наиболее подходящей для применения в условиях эксплуатации месторождений Припятского прогиба является модель В. А. Васильева. Представленная аналитическая модель имеет высокую сходимость с фактическими данными по выносу расклинивающих материалов (песка и проппанта) после проведения ГРП при последующей эксплуатации скважин. Таким образом, рекомендуется использование данной модели для прогнозирования выноса песка/проппанта из скважин Припятского прогиба.

Отметим, что применение в качестве расклинивающего агента песка вместо проппанта приводит к незначительному снижению накопленной добычи нефти, однако позволяет снизить стоимость освоения за счет более низкой стоимости песка.

Литература

1. Кейбал, А. А. О причинах обратного выноса проппанта в ствол скважины после гидроразрыва продуктивного пласта / А. А. Кейбал // Бурение и нефть. – 2009. – № 11. – С. 67–72.
2. Бобков, Д. О. Проблемы, возникающие при проведении ГРП, и возможности их решения / Д. О. Бобков // Современные научные исследования и инновации. – 2017. – № 7. – URL: <https://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111>.
3. Потенциал технологий закрепления проппанта для повышения эффективности ГРП / О. В. Акимов, В. Н. Гусаков, В. В. Мальцев, Д. Л. Худяков // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 11. – С. 31–33.
4. Верисокин, А. Е. Сокращение сроков освоения скважины после проведения гидроразрыва пласта / А. Е. Верисокин // Наука. Инновации. Технологии. – 2018. – № 3. – URL: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/184>.
5. Avoiding Proppant Flowback in Tight-Gas Completions with Improved Fracture Design / Javier M. Canon, Diego J. Romero, Tai T. Pham, Peter P. Valko // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 5–8 Oct. 2003. – SPE 84310.

6. Войтехин, О. Л. Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудно-извлекаемых запасов нефтяного месторождения / О. Л. Войтехин, А. Б. Невзорова // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2023. – № 3 (94). – С. 67–79.
7. Анализ технико-технологических решений заканчивания горизонтальных скважин путем проведения МГРП / В. В. Никишин, П. А. Блинов, В. Г. Гореликов, А. В. Зорин // Деловой журнал «Neftegaz.RU». – 2024. – № 1. – Р. 52–59.
8. Аprobация технологии PLUTON в условиях I–III пачек петриковских продуктивных отложений скважины 466g Речицкой / О. Л. Войтехин, О. В. Лымарь, Ю. В. Мельников, А. Б. Невзорова // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 8–16.
9. Оценка возможности применения карьерных песков Республики Беларусь в качестве расклинивающих агентов ГРП / А. Л. Богданов, М. В. Казак, А. В. Мельгуй [и др.] // Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 т. Т. 2 / БелНИПИ-нефть ; сост.: А. Г. Ракутько, А. А. Кудряшов, А. С. Грудинин. – Минск, 2022. – Вып. 10. – С. 48–57.
10. Сравнительный анализ эффективности ГРП с проппантом и ГРП с кварцевым песком // И. Т. Мищенко, М. А. Мохов, И. Н. Стрижов [и др.] // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 8. – С. 51–58.
11. Ямкин, М. А. Оценка соответствия результатов компьютерного моделирования притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта реальным данным / М. А. Ямкин, Е. У. Сафиуллина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – № 3 (333). – С. 26–32. – DOI 10.18799/24131830/2023/3/3919

References

1. Keibal A. A. On the causes of proppant flowback into the wellbore after hydraulic fracturing of the productive formation. *Burenie i nef't' = Drilling and Oil*, 2009, no. 11, pp. 67–72 (in Russian).
2. Bobkov D. O. Problems arising during hydraulic fracturing and the possibilities of their solution. *Sovremennye nauchnye issledovaniya i innovatsii = Modern scientific research and innovation*, 2017, no. 7. Available at: <https://web.snauka.ru/is-sues/2017/07/84111> (in Russian).
3. Akimov O. V., Gusakov V. N., Maltsev V. V., Khudyakov D. L. Potential of proppant fixation technologies to improve the efficiency of hydraulic fracturing. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 2008, no. 11, pp. 31–33 (in Russian).
4. Verisokin A. E. Reducing the time of well development after hydraulic fracturing. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii = Science. Innovations. Technologies*, 2018, no. 3. Available at: <https://scienceit.elpub.ru/-jour/article/view/184> (in Russian).
5. Javier M. Canon, Diego J. Romero, Tai T. Pham, Peter P. Valko. Avoiding Proppant Flowback in Tight-Gas Completions with Improved Fracture Design. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 5–8 October 2003*. Colorado, 2003. SPE 84310.
6. Vojtekhin O. L., Nevzorova A. B. Technological approaches to optimizing the rate of development of hard-to-recover reserves of an oil field. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Suhogo*, 2023, no. 3, pp. 67–79 (in Russian).
7. Nikishin V. V., Blinov P. A., Gorelikov V. G., Zorin A. V. Analysis of technical and technological solutions for completing horizontal wells by conducting multi-stage hydraulic fracturing. *Delovoi zhurnal "Neftegaz.RU" = Business magazine "Neftegaz.RU"*, 2024, no. 1, pp. 52–59 (in Russian).
8. Voitekhin O. L., Lyamar O. V., Melnikov Yu. V., Nevzorova A. B. Testing of PLUTON technology in the conditions of I–III packs of Petrikov productive deposits using of the 466g Rechitskaya well. *Nuftyanoi inzhiring = Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 8–16 (in Russian).
9. Bogdanov A. L., Kazak M. V., Mel'guy A. V., Rakul'ko A. G., Tkachev D. V. Evaluation of the Possibility of Using Quarry Sands of the Republic of Belarus as Propping Agents for Hydraulic

- Fracturing. *Poisk i osvoenie neftyanykh resursov Respubliki Belarus': sb. nauch. Trudov.* [Prospecting and Development of Oil Resources of the Republic of Belarus: Collection of scientific papers]. Minsk, BelNIPIneft', 2022, vol. 2, iss. 10, pp. 48–57 (in Russian).
10. Mishchenko I. T., Mokhov M. A., Strizhov I. N., Ibatulin T. R., Magadova L. A., Tsykin I. V. Comparative Analysis of the Efficiency of Hydraulic Fracturing with Proppant and Hydraulic Fracturing with Quartz Sand. *Neft', gaz i biznes = Oil, Gas and Business*, 2008, no. 8, pp. 51–58 (in Russian).
 11. Yamkin M. A., Safiullina E. U. Evaluation of the Conformity of the Results of Computer Modeling of Fluid Inflow to a Hydraulic Fracture with Real Data. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering*, 2023, no. 3 (333), pp. 26–32 (in Russian). DOI 10.18799/24131830/2023/3/3919

Информация об авторах

Минаков Александр Викторович – инженер первой категории отдела моделирования резервуаров и разработки месторождений нефти и газа. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Minakov@beloil.by.

Кравченко Александр Юрьевич – инженер второй категории отдела моделирования резервуаров и разработки месторождений нефти и газа. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: Al.Y.Kravchenko@beloil.by

Майлат Ярослав Александрович – инженер второй категории отдела моделирования резервуаров и разработки месторождений нефти и газа. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: Y.Majlat@beloil.by.

Воробьева Светлана Николаевна – инженер второй категории отдела моделирования резервуаров и разработки месторождений нефти и газа. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: S.Vorobyova@beloil.by

Information about the authors

Minakov Aleksandr Viktorovich – first category engineer of the reservoir modeling and oil and gas field development department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Minakov@beloil.by

Kravchenko Aleksandr Yuryevich – second category engineer of the reservoir modeling and oil and gas field development department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: Al.Y.Kravchenko@beloil.by

Mailat Yaroslav Aleksandrovich – second category engineer of the reservoir modeling and oil and gas field development department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: Y.Majlat@beloil.by.

Vorobyova Svetlana Nikolaevna – Engineer of the 2nd category of the Department of reservoir modeling and development of oil and gas fields. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: S.Vorobyova@beloil.by

Поступила в редакцию 30.10.2024

УДК 622.276.66

ОПЫТ СНИЖЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ БИОПОЛИМЕРНОГО ГЕЛЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

М. В. КАЗАК, К. В. МИРОНЕНКО, Т. Д. ГИЛЯЗИТДИНОВ, А. М. ВАЛЕНКОВ

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Изучены реологические и физико-технологические свойства жидкостей разрыва со сниженной концентрацией биополимерного гелеобразователя и основных компонентов композиции. Представлен сравнительный анализ полученных свойств с базовой рецептурой, применяемой при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП) на скважинах с температурным интервалом 60–90 °С. Показаны результаты опытно-промышленных испытаний разработанной жидкости разрыва при осуществлении ГРП на традиционных коллекторах нефтяных месторождений Республики Беларусь.

Ключевые слова: биополимерный гелеобразователь, гидравлический разрыв пласта, жидкость разрыва, остаточная проводимость трещины, реологические свойства жидкости, эффективная вязкость жидкости.

Для цитирования. Опыт снижения концентрации биополимерного гелеобразователя при проведении гидравлического разрыва пласта / М. В. Казак, К. В. МIRONENKO, Т. Д. Гилязитдинов, А. М. Валенков // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 50–64.

EXPERIENCE OF REDUCING THE CONCENTRATION OF BIOPOLYMER GEL-FORMING AGENT DURING HYDRAULIC FRACTURING IN THE REPUBLIC OF BELARUS

M. V. KAZAK, K. V. MIRONENKO, T. D. GILYAZITDINOV, A. M. VALENKOV

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. The rheological and physical-technological properties of fracturing fluids with a reduced concentration of biopolymer gelling agent and the main components of the composition were studied. A comparative analysis of the obtained properties with the basic formulation used in hydraulic fracturing (HF) in wells with a temperature range of 60–90 °C is presented. The results of pilot tests of the developed fracturing fluid during HF operations in conventional reservoirs of oil fields in the Republic of Belarus are shown.

Keywords: biopolymer gelling agent, hydraulic fracturing, fracturing fluid, residual conductivity of the fracture, rheological properties of the fluid, effective viscosity.

For citation. Kazak M. V., Mironenko K. V., Gilyazitdinov T. D., Valenkov A. M. Experience of reducing the concentration of biopolymer gel-forming agent during hydraulic fracturing in the Republic of Belarus. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 50–64 ((in Russian)).

Введение. Успешность процесса гидравлического разрыва пласта (ГРП) во многом определяется правильным выбором жидкости разрыва (ЖР) с учетом геолого-технических характеристик объекта, а также качеством ее приготовления. Будучи многокомпонентной композиционной системой, ЖР должна обладать определенными параметрами, среди которых ключевым является способность ЖР удерживать

расклинивающий материал – пропант либо песок во взвешенном состоянии, способствуя эффективному распределению его во всем объеме образованной трещины [1–3].

Для обеспечения данной способности ЖР обязательным типовым требованием является значение эффективной вязкости $400 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ и выше, измеренное при скорости сдвига 100 с^{-1} [4].

Однако в условиях возрастающего дефицита и роста цен на продукцию химической промышленности, применяемую в технологиях гидравлического разрыва пласта, актуальна задача экономии материальных ресурсов. Применение рецептуры жидкости разрыва со сниженной концентрацией биополимерного гелеобразователя при проведении ГРП позволит уменьшить количество используемых реагентов, получить экономический эффект. При этом снижение биополимерной нагрузки должно положительно сказаться на остаточной проводимости трещины ГРП.

Разработка указанных жидкостей разрыва требует поиска новых сочетаний промышленно выпускаемых химических реагентов для обеспечения необходимых физико-химических свойств: жидкости должны обладать достаточной вязкостью, стабильностью и пропантонесущей способностью; свойствами, обеспечивающими наиболее полное их удаление из образованных трещин и порового пространства пород; не должны уменьшать абсолютную и фазовую проницаемость породы пласта, а также образовывать нерастворимые осадки в пластовых условиях [5, 6]. Разработка такого рода жидкостей разрыва осуществляется применительно к конкретным условиям скважины и продуктивного пласта.

Цель работы. Разработка новых критериев оценки качества жидкости разрыва и рецептуры жидкости разрыва на основе гуарового гелеобразователя со сниженной концентрацией реагентов для различных геологических условий и подтверждение эффективности предложенных решений при проведении опытно-промышленных испытаний в процессе ГРП на традиционных коллекторах нефтяных месторождений Республики Беларусь.

Материалы и методика проведения исследований. Объектами исследования являлись жидкости разрыва на основе гуарового гелеобразователя и воды затворения, ионный состав которых представлен в табл. 1.

Таблица 1. Ионный состав воды затворения

Table 1. Ionic composition of mixing water

Плотность при 25°C , г/см^3	рН	Общая жесткость, мг-экв./л	Количественное содержание ионов, мг/л							Общая минерализация, г/л
			Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	$\text{Fe}_{\text{общ}}$	
0,998	6,9	4,40	14,3	250	7,15	70,05	8,16	0,63	0,29	0,37

Приготовление образца ЖР осуществлялось с помощью лабораторного блендера. При постоянном перемешивании в заданный объем используемой воды (300 мл, температура – 25°C) вводилась расчетная навеска гелеобразователя, после чего интенсивность перемешивания увеличивалась. Интенсивное перемешивание происходило в течение 1 мин, затем интенсивность перемешивания уменьшалась до минимально возможного, перемешивание продолжалось в течение 4 мин, после чего в раствор добавлялись вспомогательные реагенты композиции и производилось измерение рН раствора гелеобразователя, который определялся с помощью рН-метра. После измерения рН производилась сшивка образца.

Время сшивки – время, в течение которого вязкость образца ЖР увеличивается

до состояния, при котором образец вытекает из стакана в виде «языка». После сшивки образца ЖР оценивали его внешний вид, определяли термостабильность и способность к восстановлению.

Внешний вид образца – оценивалась однородность структуры образца ЖР – отсутствие «сгустков», которые появляются в случае сшивки гелеобразователя не во всем объеме раствора. Образец не должен отделять водную фазу (синерезис) и быть «хрупким» – рваться от малейшего механического воздействия.

Термостабильность образца – способность образца ЖР поддерживать определенное значение эффективной вязкости η в течение необходимого времени, определяется как зависимость эффективной вязкости, измеренной при скорости сдвига γ 100 с^{-1} от времени проведения измерения (температура испытания, ротационный тест).

Восстановление структуры образца ЖР (тест на сдвиг) – способность ЖР восстанавливать свою структуру после снятия стрессовых нагрузок. Данная способность оценивается динамикой увеличения значения эффективной вязкости после изменения скорости сдвига с 511 до 100 с^{-1} (ротационный тест). Чем выше динамика изменения η , тем лучше способность ЖР к восстановлению.

Описание работы. В зависимости от геологических условий эксплуатируемых нефтяных месторождений сформированы две температурные группы скважин ($60\text{--}70$ и $80\text{--}90 \text{ }^{\circ}\text{C}$), для которых разрабатывались рецептуры жидкости разрыва со сниженной концентрацией биополимерного гелеобразователя. Основой разрабатываемых ЖР являлся гуар (галактоманнан) и другие стандартные компоненты (ингибитор глин, деэмульгатор, сшиватели на основе боратных соединений и различные деструкторы), применяемые при проведении ГРП классическим методом.

При разработке жидкостей разрыва со сниженной концентрацией биополимерного гелеобразователя ориентировались на значение эффективной вязкости жидкости без деструктора в диапазоне $300\text{--}400 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. За минимально допустимую вязкость жидкости с деструкторами принимали значение $200 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

На рис. 1 представлены результаты исследования на термостабильность при $60 \text{ }^{\circ}\text{C}$ стандартных ЖР и со сниженной концентрацией гуара.

Из рис. 1 видно, что снижение концентрации с $2,6$ до $2,2 \text{ кг/м}^3$ в значительной степени влияет на снижение эффективной вязкости (в среднем на $100 \text{ мПа} \cdot \text{с}$). Однако в результате подбора количественного соотношения используемых боратных сшивателей, в том числе и замедленного действия, удалось достичь улучшения способности к восстановлению структуры ЖР после воздействия на нее знакопеременных сдвиговых нагрузок (рис. 2).

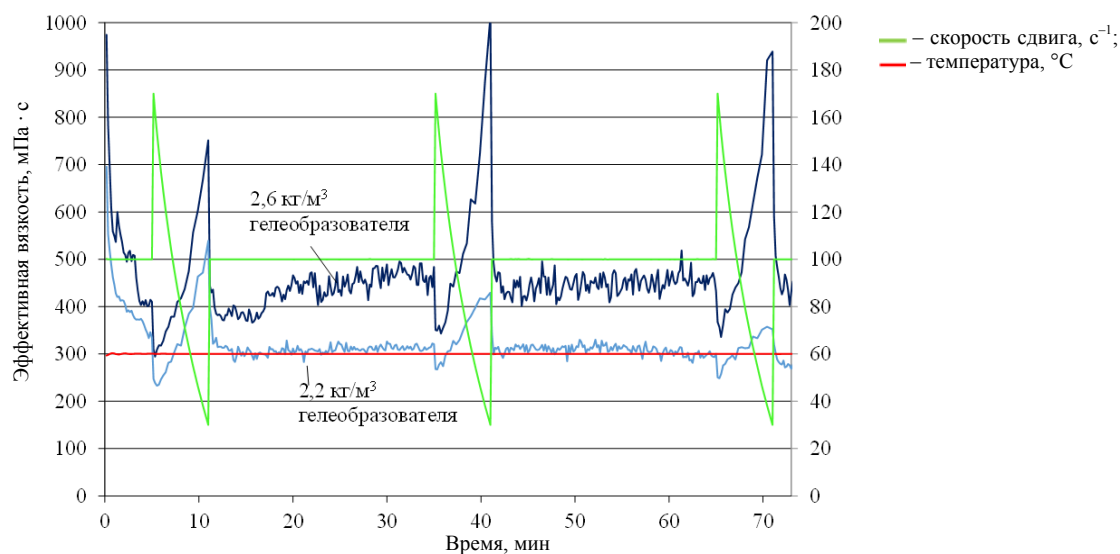


Рис. 1. Термостабильность жидкости разрыва при 60 °С с различной концентрацией гуарового гелеобразователя

Fig. 1. Thermal stability of fracture fluid at 60 °C with different concentrations of guar gelling agent

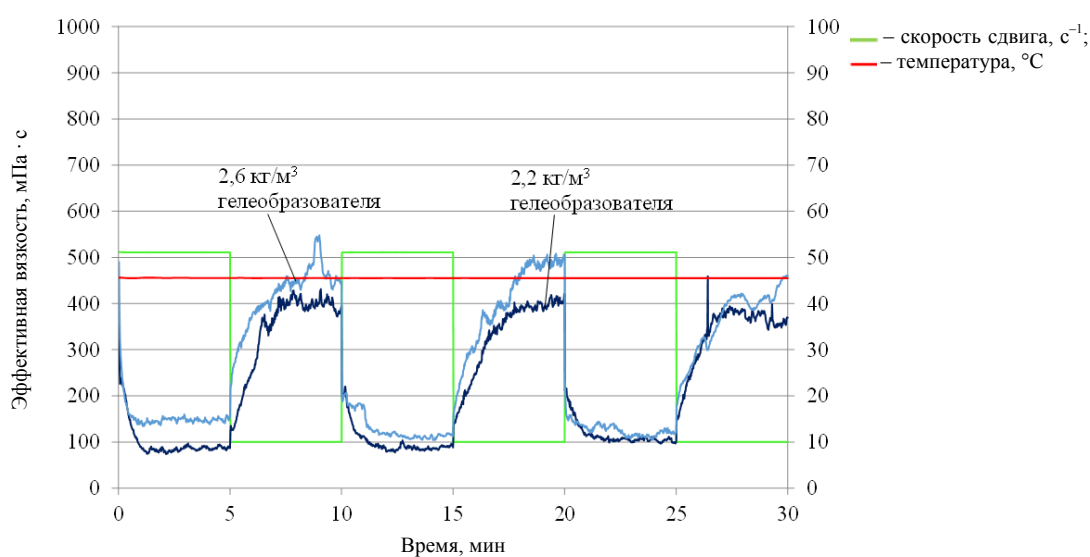


Рис. 2. Тест на сдвиг жидкости разрыва с различной концентрацией гуарового гелеобразователя

Fig. 2. Fracture fluid shear test with different concentrations of guar gelling agent

По результатам проведенных исследований оптимизирована и концентрация персульфатных деструкторов (рис. 3).

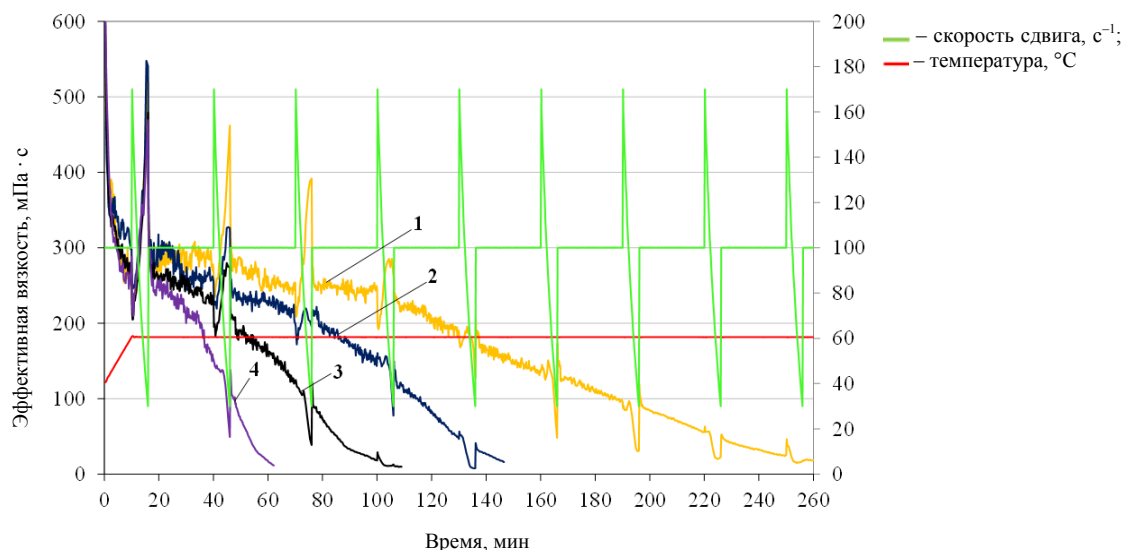


Рис. 3. Термостабильность жидкости разрыва при 60 °С с различной концентрацией персульфатных деструкторов:
 1 – 0,15 кг/м³ капсулированного деструктора; 2 – 0,2 кг/м³ капсулированного деструктора;
 3 – 0,3 кг/м³ капсулированного деструктора; 4 – 0,3 кг/м³ капсулированного деструктора
 + 0,1 кг/м³ персульфатного деструктора

Fig. 3. Thermal stability of fracturing fluid at 60 °C with different concentrations of persulfate destructors:
 1 – 0.15 kg/m³ of encapsulated destructor; 2 – 0.2 kg/m³ of encapsulated destructor;
 3 – 0.3 kg/m³ of encapsulated destructor; 4 – 0.3 kg/m³ encapsulated destructor + 0.1 kg/m³ persulfate destructor

В результате проведенных исследований и окончательной оптимизации количественного соотношения компонентов (гуарового гелеобразователя (2,2 кг/м³) и сшивателя) получена ЖР для 60 °С, технологические показатели которой приведены в табл. 2. Концентрации персульфатных деструкторов (рис. 3) в составе ЖР в процессе проведения ГРП изменяются от этапа к этапу в зависимости от времени проведения закачки и требуемой скорости деструкции жидкости разрыва.

Таблица 2. Технологические показатели полученной жидкости разрыва

Table 2. Technological characteristics of the resulting fracturing fluid

Вид жидкости разрыва	рН	Температура, °С	Эффективная вязкость при $\gamma = 511 \text{ с}^{-1}$	Время сшивки, с
«Линейный гель»	8,8	25	12,6	—
Сшитый гель	9	25	—	90

С целью изучения влияния предлагаемых изменений в реологических свойствах рабочей жидкости выполнены исследования по определению остаточной проводимости пропантных упаковок для рецептов ЖР на 60 °С (стандартная рецептура и рецептура со сниженной концентрацией гелеобразователя). Остаточную проводимость пропантных упаковок определяли как с капсулированным деструктором, так и с комбинацией капсулированного и персульфатного деструкторов. Персульфатный деструктор используется на заключительных этапах выполнения ГРП для обеспечения ускоренного разрушения жидкости разрыва, что позволяет избежать выноса пропантанта из трещины при разрядке скважины.

Подготовку расклинивающего материала, жидкости разрыва и испытательной установки проводили в соответствии с требованиями ISO 13503-5 : 2006 «Petroleum and natural gas industries – Completion fluids and materials – Part 2 : Measurement of properties of proppants used in hydraulic fracturing and gravel-packing operations».

В качестве расклинивающего материала использовался пропант фракции 20/40. Перед проведением экспериментов проводили измерения физико-механических свойств пропанта в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51761-2013 «Пропанты алюмосиликатные. Технические условия».

При испытаниях по измерению остаточной проводимости керамический пропант массой 63 г и испытуемую жидкость разрыва объемом 60 мл помещали в ячейку. После загрузки пропанта и ЖР к ячейке прикладывали горное давление в 6500 psi, и поровое давление в 500 psi. Далее ячейку прогревали до температуры проведения теста (60 °C), после чего оставляли при постоянном давлении и температуре для технического отстоя на 50 ± 2 ч. После завершения технического отстоя производили прокачку 2%-го раствора калия хлорида через пропантную упаковку до установления постоянного давления при постоянном расходе 3 мл/мин. Результаты проведенных исследований представлены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты лабораторных исследований остаточной проводимости модели трещины гидроразрыва пласта (давление закрытия – 6000 psi; температура – 60 °C)

Table 3. Results of laboratory studies of residual conductivity of a hydraulic fracture model (closing pressure – 6000 psi; temperature – 60 °C)

Рецептура жидкости разрыва	Проводи- мость, мД · фут	Прони- цае- мость, Д	Снижение проницае- мости, %	Снижение проводимости, %
Без жидкости разрыва	3552	208	—	—
Стандартная жидкость разрыва (2,6 кг/м ³ гуара; 0,6 кг/м ³ капсули- рованного деструктора)	1061	62	70,1	70,2
Сниженная жидкость разрыва (2,2 кг/м ³ гуара; 0,2 кг/м ³ капсули- рованного деструктора)	2396	138	33,2	33,7
Стандартная жидкость разрыва (2,6 кг/м ³ гуара; 0,6 кг/м ³ капсули- рованного деструктора, 0,2 кг/м ³ персульфатного деструктора)	2096	122	42,0	41,4
Сниженная жидкость разрыва (2,2 кг/м ³ гуара; 0,2 кг/м ³ капсули- рованного деструктора, 0,1 кг/м ³ персульфатного деструктора)	2396	140	32,6	32,7

На основании выполненных исследований подтверждены предположения о влиянии загрузки биополимерного гелеобразователя на остаточную проводимость системы трещин. Жидкость разрыва с пониженными нагрузками основных компонентов без персульфатного деструктора показала увеличение остаточной проводимости системы трещин на ~ 36 % по сравнению со стандартной рецептурой, что в теории должно положительно сказаться на конечной эффективности выполненных работ по ГРП, выраженной в эксплуатационных параметрах скважины. Необходимо отметить, что присутствие персульфатного деструктора в ЖР позволяет улучшить остаточную

проводимость пропантной упаковки. Но проведение всех этапов ГРП с персульфатным деструктором в составе ЖР не является жестким требованием по причине преждевременной деструкции жидкости разрыва.

Исходя из положительных результатов проведенных исследований дальнейшая задача заключалась в разработке новой рецептуры ЖР для условий применения при 70 °С (рис. 4, 5).

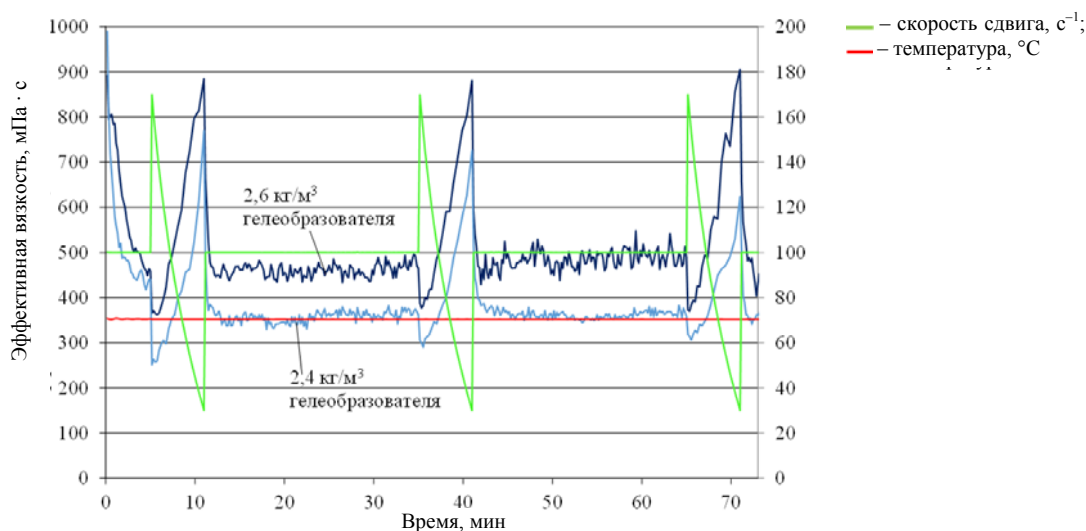


Рис. 4. Термостабильность жидкости разрыва при 70 °С с различной концентрацией гуарового гелеобразователя

Fig. 4. Thermal stability of fracturing fluid at 70 °C with different concentrations of guar gelling agent

Можно увидеть на рис. 4, что снижение концентрации с 2,6 до 2,4 кг/м³ в значительной степени влияет на снижение эффективной вязкости (в среднем на 100 мПа · с). По результатам теста на сдвиг установлено, что после подбора сшивателей образец ЖР со сниженной концентрацией гелеобразователя обладает несколько худшими свойствами к восстановлению своей структуры после снятия стрессовых нагрузок (рис. 5).

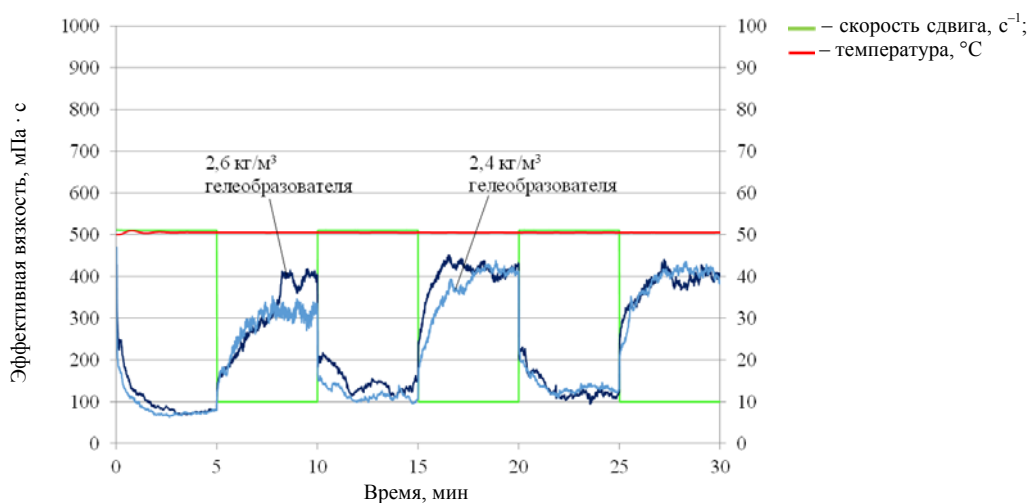


Рис. 5. Тест на сдвиг жидкости разрыва с различной концентрацией гуарового гелеобразователя

Fig. 5. Fracture fluid shear test with different concentrations of guar gelling agent

В отличие от предыдущей композиции в данной рецептуре ($2,4 \text{ кг/м}^3$ гуара) использовали жидкий деструктор и активатор для него, после оптимизации их количественного соотношения и концентрации (рис. 6) технологические свойства полученной ЖР имели значения, представленные в табл. 6. Концентрации жидкого деструктора и активатора (рис. 6) в процессе проведения ГРП могут изменяться от этапа к этапу в зависимости от времени проведения закачки и требуемой скорости деструкции жидкости разрыва.

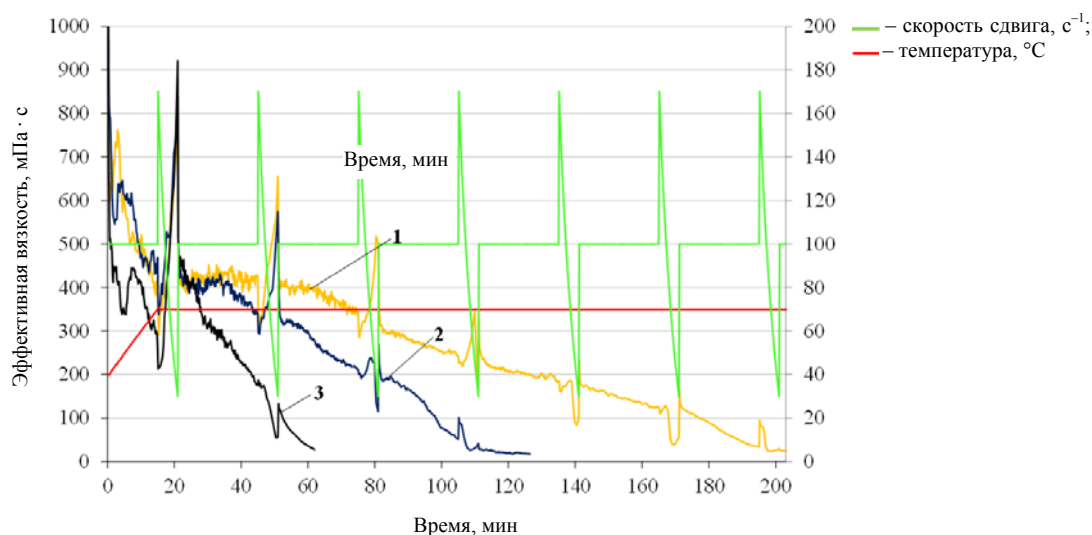


Рис. 6. Термостабильность жидкости разрыва при 70°C с различной концентрацией жидкого деструктора и активатора:

1 – $0,5 \text{ л/м}^3$ жидкого деструктора + $0,5 \text{ л/м}^3$ активатора; 2 – 1 л/м^3 жидкого деструктора + 1 л/м^3 активатора; 3 – 2 л/м^3 жидкого деструктора + 2 л/м^3 активатора

Fig. 6. Thermal stability of fracturing fluid at 70°C with different concentrations of liquid destructor and activator: 1 – 0.5 l/m^3 of liquid destructor + 0.5 l/m^3 of activator; 2 – 1 l/m^3 of liquid destructor + 1 l/m^3 of activator; 3 – 2 l/m^3 liquid destructor + 2 l/m^3 activator

Таблица 4. Технологические показатели полученной жидкости разрыва

Table 4. Technological characteristics of the resulting fracturing fluid

Вид жидкости разрыва	pH	Температура, $^\circ\text{C}$	Эффективная вязкость при $\gamma = 511 \text{ с}^{-1}$	Время сшивки, с
«Линейный гель»	8,8	25	14,2	–
Сшитый гель	9	25	–	60

Особенный интерес представляла разработка композиции ЖР для скважин температурной группы $80\text{--}90^\circ\text{C}$.

На рис. 7 представлены результаты по исследованию термостабильности ЖР при 90°C с различной концентрацией гелеобразователя.

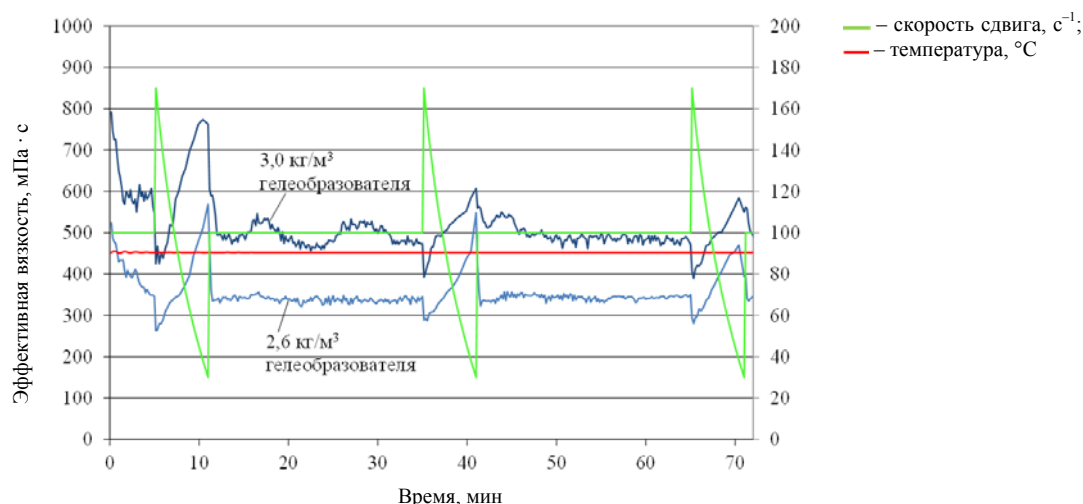


Рис. 7. Термостабильность жидкости разрыва при 90 °С с различной концентрацией гуарового гелеобразователя

Fig. 7. Thermal stability of fracturing fluid at 90 °C with different concentrations of guar gelling agent

Показано (рис. 7), что снижение концентрации гелеобразователя с 3 до 2,6 кг/м³ в значительной степени влияет на показатели эффективной вязкости. Так, в среднем наблюдается снижение данного показателя на 150 мПа · с. Компенсацию потери значений эффективной вязкости осуществляли количественным соотношением боратных сшивателей отложенного действия, а также использованием в данной рецептуре регулятора рН среды.

Далее исследовали способность разработанной ЖР к восстановлению своей структуры при изменении нагрузки (рис. 8) и осуществляли количественный подбор персульфатных деструкторов под данные температурные условия пласта (рис. 9). Концентрации персульфатных деструкторов в составе ЖР в процессе проведения ГРП могут изменяться в зависимости от времени проведения закачки и требуемой скорости деструкции жидкости разрыва.

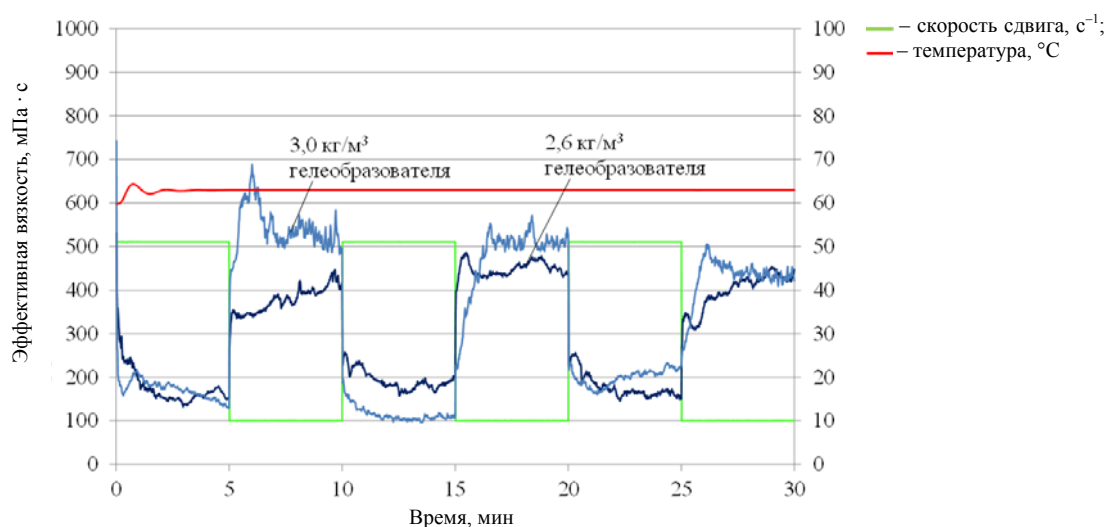


Рис. 8. Тест на сдвиг жидкости разрыва с различной концентрацией гуарового гелеобразователя

Fig. 8. Fracture fluid shear test with different concentrations of guar gelling agent

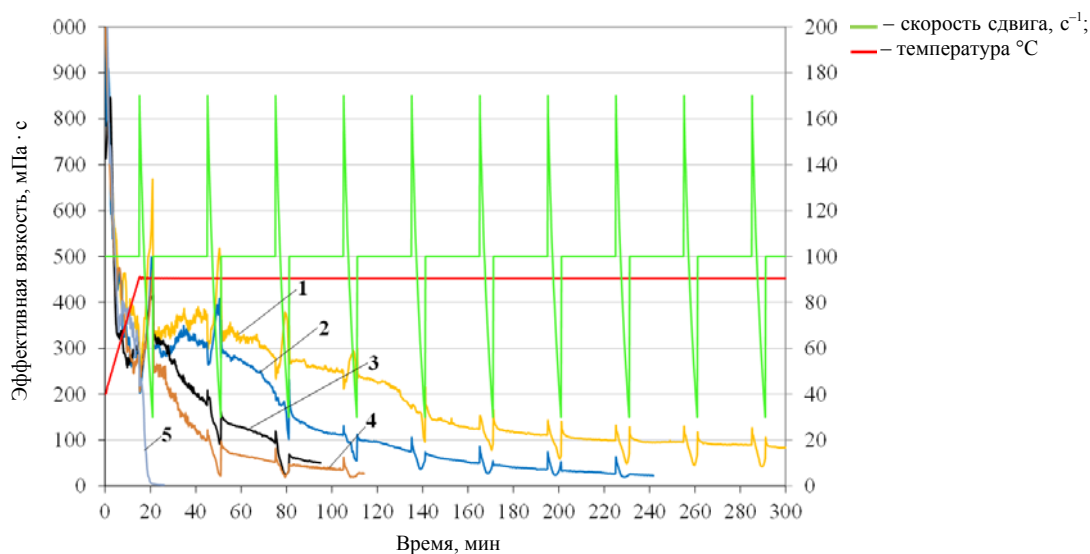


Рис. 9. Термостабильность жидкости разрыва при 90 °С с различной концентрацией персульфатных деструкторов:
 1 – 0,15 кг/м³ капсулированного деструктора; 2 – 0,2 кг/м³ капсулированного деструктора;
 3 – 0,3 кг/м³ капсулированного деструктора; 4 – 0,4 кг/м³ капсулированного деструктора;
 5 – 0,4 кг/м³ капсулированного деструктора + 0,2 кг/м³ персульфатного деструктора

Fig. 9. Thermal stability of fracturing fluid at 90 °C with different concentrations of persulfate destructors:

1 – 0.15 kg/m³ of encapsulated destructor; 2 – 0.2 kg/m³ of encapsulated destructor;
 3 – 0.3 kg/m³ of encapsulated destructor; 4 – 0.4 kg/m³ of encapsulated destructor;
 5 – 0.4 kg/m³ encapsulated destructor + 0.2 kg/m³ persulfate destructor

В результате проведения комплекса исследований разработана рецептура ЖР (концентрация гуара – 2,6 кг/м³) для скважин с пластовой температурой 90 °С, технологические свойства которой приведены в табл. 5.

Таблица 5. Технологические показатели полученной жидкости разрыва

Table 5. Technological characteristics of the resulting fracturing fluid

Вид жидкости разрыва	pH	Температура, °С	Эффективная вязкость при $\gamma = 511 \text{ с}^{-1}$	Время сшивки, с
«Линейный гель»	10,3	40	16,0	–
Сшитый гель	10,2	40	–	90

В качестве примера внедрения разработанных ЖР с пониженными нагрузками основных реагентов в температурном диапазоне 60–65 °С (стандартная концентрация гелеобразователя – 2,6 кг/м³; сниженная – 2,2 кг/м³) рассмотрим скважину 520п Р.

На данном объекте выполнены две стадии ГРП на два интервала перфорации (поинтервальный ГРП) на отложения среднего и верхнего девона. Конструкция скважины представлена эксплуатационной колонной 178 мм и хвостовиком 114 мм, оборудованным приемной воронкой для стингера, тип скважины – наклонно-направленный, угол в интервале проведения работ составляет ~47°. Обе стадии выполнены с использованием ЖР с пониженными нагрузками биополимерного гелеобразователя. В рамках данной работы представлены результаты по первой стадии проведения ГРП как наиболее технологически сложной.

Основной ГРП выполнен штатно, в пласт закачано 37 т пропанта фракций 30/50 и 20/40 с концентрацией 100–700 кг/м³ и 181,5 м³ геля ГРП (рис. 10).

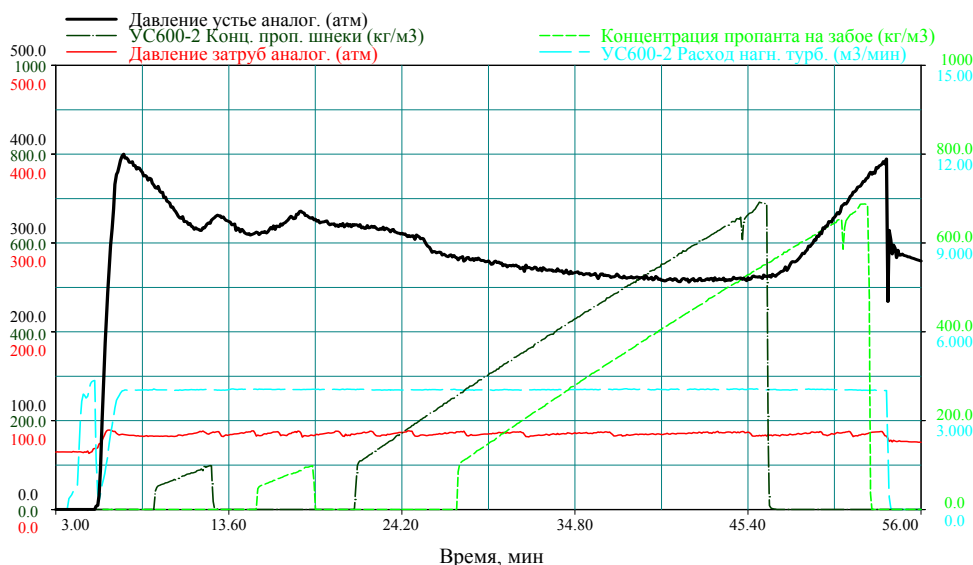


Рис. 10. График проведения основного гидроразрыва пласта на скважине 520nP

Fig. 10. Schedule for the main hydraulic fracturing at well 520nR

Прирост мгновенного давления остановки насосов составил 23,1 атм, что говорит об умеренной агрессивности дизайна ГРП и хороших качествах ЖР. Скважина запущена в эксплуатацию с высокими показателями, дебит продукции за первые 3 месяца составил 34 т/сут при обводненности 9,3 %. По результатам выполненных работ внедрение жидкости разрыва с пониженными нагрузками основных компонентов признано успешным.

В качестве примера внедрения разработанной жидкости разрыва с пониженными нагрузками основных реагентов в температурном диапазоне 90 °С (стандартная концентрация гелеобразователя – 3,0 кг/м³; сниженная – 2,6 кг/м³) представлена скважина 123 О.

Основная операция выполнена штатно, в пласт закачано 39 т пропанта фракций 30/50, 20/40, 16/20 и 12/18 RCP с максимальной концентрацией 1000 кг/м³ и 142 м³ жидкости разрыва (рис. 11).

Прирост мгновенного давления остановки насосов составил 27 атм, что говорит об умеренной агрессивности дизайна и хороших эксплуатационных характеристиках ЖР.

После проведения работ по ГРП скважина вступила в эксплуатацию с дебитом жидкости 18,57 т/сут при дебите нефти 0,12 т/сут. Несмотря на получение высокообводненной продукции (геологический фактор), использование жидкости разрыва с пониженными концентрациями основных реагентов технологически выполнено успешно.

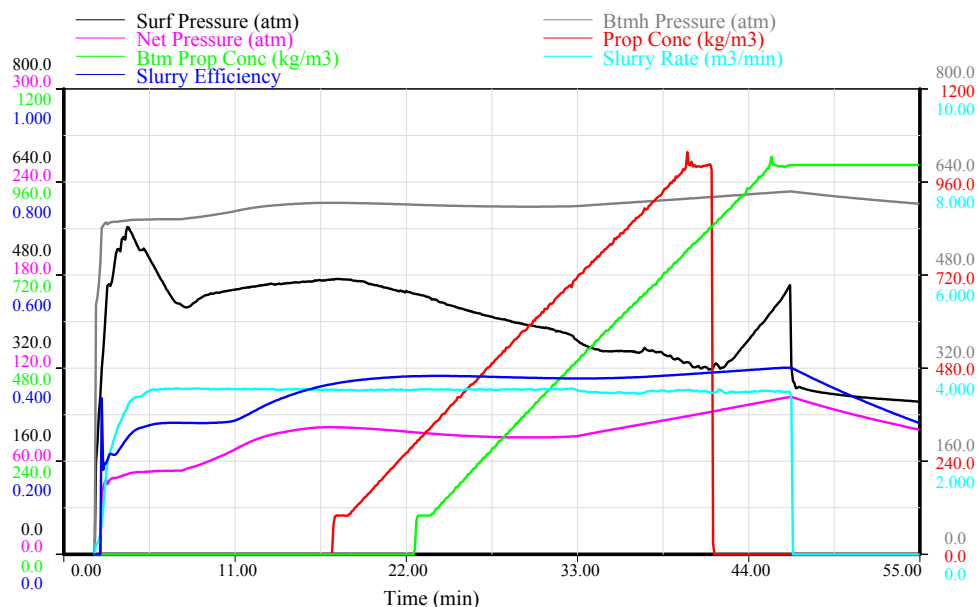


Рис. 11. График проведения основного гидроразрыва пласта на скважине 123 О

Fig. 11. Schedule for the main hydraulic fracturing at well 123 O

В качестве примера внедрения разработанной жидкости разрыва с пониженными нагрузками основных реагентов в температурном диапазоне 70 °С (стандартная концентрация гелеобразователя – 2,6 кг/м³; рекомендуемая – 2,4 кг/м³) приведена скважина 239s2 Р.

Основная операция выполнена штатно, в пласт закачаны плановые 82 т пропанта фракций 20/40, 16/20 и 12/18 при максимальной концентрации 800 кг/м³ и 305 м³ ЖР (рис. 12).

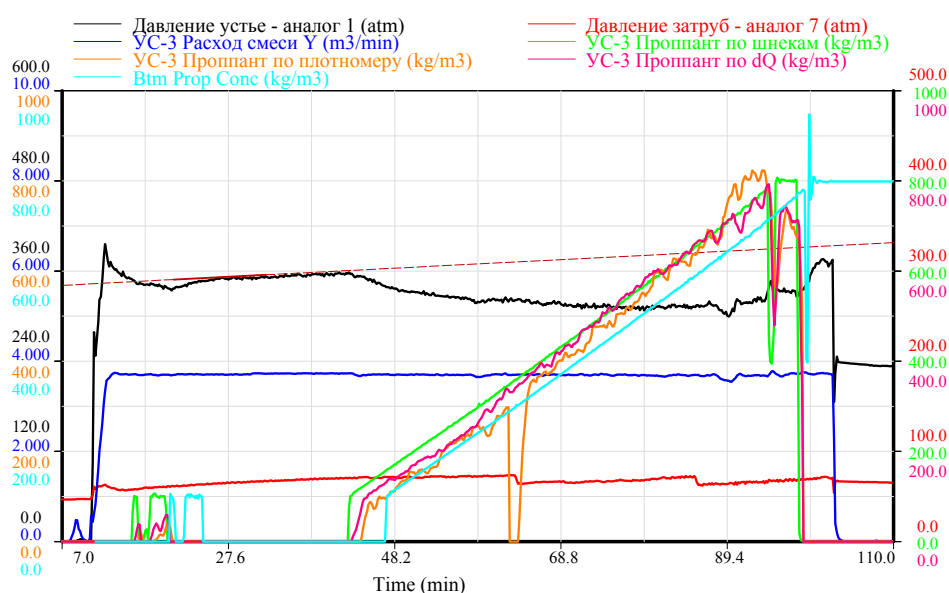


Рис. 12. График проведения основного гидроразрыва пласта на скважине 239s2 Р

Fig. 12. Schedule for the main hydraulic fracturing at well 239s2 R

Прирост мгновенного давления остановки насосов составил 63 атм, что говорит об умеренной агрессивности дизайна ГРП и высоких эксплуатационных характеристиках ЖР.

По результатам проведения ГРП скважина вступила в добычу с дебитом жидкости 14,9 т/сут при обводненности продукции 12,4 %, что позволяет отнести выполненные работы к эффективным.

К сожалению, по причинам высокой степени расчлененности вскрываемых отложений и площадной неоднородности залежей нефти Республики Беларусь, что зачастую приводит к различию геологического описания вскрываемых отложений соседними скважинами и отличию геологических свойств и ФЕС целевых интервалов, провести компонентный сравнительный анализ вышеприведенных скважин с соседними объектами, выполненными с использованием стандартных ЖР, не представляется возможным. Однако выполненные ГРП с использованием измененных рецептур ЖР являются эффективными и высокоэффективными по эксплуатационным показателям, что позволяет с уверенностью говорить о целесообразности внедрения оптимизированных рецептур ЖР для проведения ГРП.

Заключение. С целью снижения дефицита реагентов и материалов для ГРП, сложившегося в Республике Беларусь и Российской Федерации в начале 2022 г., выполнения производственной программы и мероприятий по снижению себестоимости выполнения ГРП в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в 2022 г. в рамках настоящей работы решены задачи по определению основных реологических и физико-технологических показателей ЖР, с помощью которых авторами разработаны, оптимизированы рецептуры композиции ЖР для скважин следующих температурных групп – 60–70 и 80–90 °С. Подтверждено предположение о положительном влиянии снижения загрузки биополимерного гелеобразователя на остаточную проводимость системы трещин. Представлен критический анализ проведения опытно-промышленных испытаний разработанных ЖР на традиционных коллекторах нефтяных месторождений Республики Беларусь, при этом отмечена эффективность их применения. В течение 2022 г. с использованием разработанных ЖР проведено 65 операций ГРП на 32 объектах месторождений Республики Беларусь, в результате чего общий объем использованной ЖР равен 15996 м³. Средняя экономия гуарового гелеобразователя составила 150 кг на скважину, суммарная экономия за 2022 год ~ 10 т.

Таким образом, разработанные ЖР с пониженным содержанием биополимерного гелеобразователя показали свою эффективность в процессе проведения ГРП и в настоящее время продолжают исследования по совершенствованию физико-технологических и реологических свойств полученных композиций.

Благодарность. Авторы выражают благодарность специалистам БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» за участие в проведении лабораторных исследований – Е. С. Савенкову, А. А. Грапову, А. Ю. Дикуну, промысловых испытаний – А. А. Хмелеву, А. С. Мацкевичу.

Gratitude. The authors express their gratitude to the specialists of BelNIPIneft RUE “Production Association “Belorusneft” for participation in conducting laboratory studies – E. S. Savenkov, A. A. Grapov, A. Yu. Dikun, and field tests – A. A. Khmelev, A. S. Matskevich.

Литература

1. Каневская, Р. Д. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи / Р. Д. Каневская, И. Р. Дияшев, Ю. В. Некипелов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 5. – С. 44–46.
2. Силин, М. А. Исследование влияния ионов бора и минеральных солей, содержащихся в подтоварной воде, на качество полисахаридных жидкостей ГРП / М. А. Силин, Л. А. Мага-

- дова, Л. А. Чирина // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов : сб. науч. ст. / Науч. исслед. ин-т природн. газов и газ. технологий – ВНИИГАЗ. – М., 2013. – Вып. 1 (12). – С. 73–78.
3. Опробование технологии повторного МГРП на скважинах, эксплуатирующих ультранизкопроницаемые коллекторы. Методы пост-фрак контроля выполненных работ / А. В. Драбкин, К. В. МIRONENKO, Т. Д. Гилязитдинов [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 т. Т. 2 / БелНИПИнефть ; сост.: А. Г. Ракутько, А. А. Кудряшов, А. С. Грудинин. – Минск, 2022. – Вып. 10. – С. 139–148.
 4. Применение метода осцилляционной реологии для исследования жидкостей разрыва / Т. Д. Гилязитдинов, А. М. Валенков, М. В. Казак, С. И. Панин // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, г. Москва, 12–14 окт. 2020 г. / Инновац. центр НТЦ ТМК. – М. : ИЦ НТЦ ТМК, 2020. – DOI 10.2118/202063-MS.
 5. Разработка состава пропантонесящей жидкости разрыва на основе загеленной кислоты / М. В. Казак, Г. Г. Печерский, С. И. Панин [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 т. Т. 2 / БелНИПИнефть ; сост.: А. Г. Ракутько, А. А. Кудряшов, А. С. Грудинин. – Минск, 2022. – Вып. 10. – С. 166–172.
 6. Разработка жидкостей разрыва на основе сополимеров акриламида и исследование их физико-технологических свойств методами осцилляционной реологии / М. В. Казак, С. И. Панин, А. М. Валенков, Т. Д. Гилязитдинов // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, г. Москва, 12–15 окт. 2021 г. / Инновац. центр НТЦ ТМК. – М. : ИЦ НТЦ ТМК, 2021. – DOI 10.2118/206638-MS

Reference

1. Kanevskaya R. D., Diyashev I. R., Nekipelov Yu. V. Application of hydraulic fracturing to intensify production and enhance oil recovery. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 2002, no. 5, pp. 44–46 (in Russian).
2. Silin M. A., Magadova L. A., Chirina L. A. Study of the influence of boron ions and mineral salts contained in produced water on the quality of polysaccharide hydraulic fracturing fluids. *Aktual'nye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov: sb. nauch. trudov* [Current issues in research of reservoir systems of hydrocarbon fields: Collection of scientific papers]. Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 2013, vol. 1 (12), pp. 73–78 (in Russian).
3. Drabkin A. V., Mironenko K. V., Gilyazitdinov T. D., Valenkov A. M., Pechersky G. G. Testing of repeated multi-stage hydraulic fracturing technology on wells operating ultra-low-permeability reservoirs. Methods of post-frac control of completed work. *Poiski i osvoenie neftyanykh resursov Respubliki Belarus' : sb. nauch. trudov* [Search and development of oil resources of the Republic of Belarus: Collection of scientific papers]. Minsk, BelNIPIneft'In, 2022, vol. 2, iss. 10, pp. 139–148 (in Russian).
4. Hiliaztidzinau T., Valenkov A., Kazak M., Panin S. Application of Oscillation Rheology Method to Studying Fracturing Fluids. *Rossiiskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya SPE, g. Moskva, 12–14 okt. 2020 g.* [SPE Russian Petroleum Technology Conference originally scheduled to be held in Moscow, Russia, 12–14 October 2020]. Moscow, Innovatsionnyi tsentr NTTs TМК, 2020 (in Russian). DOI 10.2118/202063-MS
5. Kazak M. V., Pechersky G. G., Panin S. I., Gilyazitdinov T. D., Valenkov A. M., Mironenko K. V. Development of the composition of a propane-bearing fracturing fluid based on gelled acid. *Poiski i osvoenie neftyanykh resursov Respubliki Belarus' : sb. nauch. trudov* [Search and development of oil resources of the Republic of Belarus: Collection of scientific papers]. Minsk, BelNIPIneft'In, 2022, vol. 2, iss. 10, pp. 166–172 (in Russian).
6. Kazak M., Panin S., Valenkov A., Hiliaztidzinau T. Development of Fracturing Fluids Based on Acrylamide Copolymers and Study of Their Physical and Technological Properties Using the Oscillatory Rheometry Methods / *Rossiiskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya SPE, g. Moskva, 12–15 okt. 2021 g.* [SPE Russian Petroleum Technology Conference originally

scheduled to be held in Moscow, Russia, 12–15 October 2021]. Moscow, Innovatsionnyi tsentr NTTs TMK, 2021 (in Russian). DOI 10.2118/206638-MS

Информация об авторах

Казак Максим Васильевич – заведующий сектором химического обеспечения лаборатории гидравлического разрыва пласта отдела техники и технологии воздействия на пласт. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: M.Kazak@beloil.by

Мироненко Кирилл Викторович – заведующий лабораторией гидравлического разрыва пласта отдела техники и технологии воздействия на пласт. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: K.Mironenko@beloil.by

Гильязитдинов Тимур Доналович – ведущий химик сектора химического обеспечения лаборатории гидравлического разрыва пласта отдела техники и технологии воздействия на пласт. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: t.gilyazitdinov@beloil.by

Валенков Андрей Михайлович – кандидат технических наук, научный сотрудник сектора химического обеспечения лаборатории гидравлического разрыва пласта отдела техники и технологии воздействия на пласт. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: a.valenkov@beloil.by

Information about the authors

Kazak Maksim Vasilyevich – head of chemistry department of hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: M.Kazak@beloil.by

Mironenko Kiryll Victorovich – head of hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: K.Mironenko@beloil.by

Gilyazitdinov Tsimur Donalovich – leading chemist of chemistry department of hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: t.gilyazitdinov@beloil.by

Valenkov Andrei Mikhailovich – PhD researcher of chemistry department of hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: a.valenkov@beloil.by

Поступила в редакцию 31.10.2024

УДК 622.276.63

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КАПИЛЛЯРНО-УДЕРЖИВАЕМОЙ И ПЛЕНОЧНОЙ НЕФТИ ИЗ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПОСЛЕДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

ШАДИ АЛХАТИБ, Н. А. ДЕМЯНЕНКО

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Аннотация. Обобщены результаты исследований ученых по применению поверхностно-активных веществ для извлечения из пластов капиллярно-удерживаемой нефти и нефти в пленочном состоянии, покрывающей поверхность твердой фазы породы (стенок каналов фильтрации).

Ключевые слова: капиллярно-удерживаемая нефть, нефть в пленочном состоянии, поверхностно-активные вещества, поверхностное натяжение на границе раздела фаз, смачиваемость, гидрофильность, гидрофобность, растворы ПАВ.

Для цитирования: Алхатиб, Шади. Развитие методов извлечения капиллярно-удерживаемой и пленочной нефти из залежей на последней стадии разработки / Ш. Алхатиб, Н. А. Демьяненко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 65–76.

DEVELOPMENT OF METHODS FOR EXTRACTING CAPILLARY-HELD AND FILM OIL FROM DEPOSITS AT THE LAST STAGE OF DEVELOPMENT

SHADI ALKHATEEB, N. A. DEMYANENKO

*Sukhoi State Technical University of Gomel,
the Republic of Belarus*

Annotation. The results of scientific research on the use of surfactants for extracting capillary-trapped oil and film-form oil from formations, which coats the surface of the solid phase of the rock (the walls of filtration channels), have been summarized.

Keywords: deposits, capillary-trapped oil, surfactants, surface tension, wettability, hydrophilicity, hydrophobicity, surfactant solutions.

For citation. Alkhateeb Sh., Demyanenko N. A. Development of methods for extracting capillary-held and film oil from deposits at the last stage of development. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 65–76 (in Russian).

Введение. В настоящее время многие месторождения по нефтегазодобывающим регионам мира находятся на завершающей стадии разработки, для которой характерна высокая обводненность добываемой продукции (более 85–90 %), низкие темпы отбора запасов (менее 2–3 % от текущих извлекаемых запасов) при выработке запасов на 70–90 % от объема извлекаемых. С учетом того, что по большинству месторождений проектные коэффициенты извлечения нефти на современном этапе развития нефтедобывающей промышленности находятся в пределах 35–45 %, в залежах на завершающей стадии разработки еще находится до 55–65 % геологических запасов. Значительная часть этих запасов находится в промытых обводненных зонах в виде:

- капиллярно-удерживаемой нефти;
- нефти в пленочном состоянии, покрывающей поверхность твердой фазы породы (стенок каналов фильтрации).

В таких условиях нефть рассредоточена и рассеяна бессистемно по пласту, а высокая водонасыщенность, капиллярные силы и достаточно прочная связь пленок нефти со стенками каналов фильтрации в гидрофобном коллекторе мешает вступить в контакт с нефтью любому рабочему вытесняющему агенту.

Широко применяемые известные и промышленно освоенные методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), такие как физико-химические и водогазовые, не позволяют достигать желаемого результата. Для повышения эффективности выработки рассеянной нефти необходимы новые подходы и технологии ее извлечения.

Цель работы. Исследование современных подходов для извлечения из углеводородосодержащих пластов, находящихся на последней стадии разработки, капиллярно-удерживаемой и пленочной нефти.

Исследование подходов для извлечения запасов капиллярно-удерживаемой и пленочной нефти. Для извлечения запасов капиллярно-удерживаемой нефти необходимо снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз нефть–вода–порода. Для извлечения пленочной нефти необходимо изменять смачиваемость поверхности каналов фильтрации с гидрофобной на гидрофильную. Это возможно с применением вытесняющих жидкостей, содержащих в своем составе поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Поверхностно-активные вещества – это химические вещества, которые добавляются в жидкость, закачиваемую в пласт для вытеснения нефти, в определенных концентрациях, зависящих от природы вещества и характеристик как нефти, так и пород-коллекторов [1], для стимулирования добычи и улучшения процессов нефтеотдачи. На рис. 1 показана схема влияния ПАВ на отмыв остаточной нефти при добавлении его в нагнетаемую воду.

Из рис. 1 видно, что при закачке воды в пласты со слабой проницаемостью давление закачки будет высоким, а объемы добываемой нефти будут небольшими, по сравнению с закачкой воды с добавкой ПАВ. Добавление ПАВ снижает давление закачки и прочность сцепления нефти с поверхностью породы, т. е. изменяет смачиваемость породы с гидрофобной на гидрофильную, уменьшает поверхностное натяжение между жидкостью и поверхностью породы, тем самым увеличивая объем извлекаемой нефти.



Рис. 1. Схема влияния ПАВ на отмыв остаточной нефти при добавлении его в нагнетаемую воду

Fig. 1. Diagram of the effect of surfactants on residual oil displacement when added to injected water

Все ПАВ классифицируются Международной организацией по стандартизации (ISO) на анионные, катионные, неионогенные и амфотерные [2]. Эффективность каждого ПАВ и его влияние на повышение нефтеотдачи различны в зависимости от типа породы-коллектора, взаимодействия ПАВ с пластовыми флюидами, неоднородности пористой среды, характера адсорбции ПАВ на поверхности пород, ионной силы, pH среды, температуры пласта, концентрации активного вещества и поляризации электрических ионов [3].

Исследование влияния ПАВ на изменения поверхностного натяжения на границе раздела фаз. Ученые в исследовании [12] экспериментировали с новым типом ПАВ, состоящим из ионного и неионогенного соединения (CDP), в резервуаре с низкой проницаемостью и высокой соленостью пластовых вод. Концентрация ПАВ в растворе составляла 0,4 %. Предложенная рецептура снизила давление закачки воды на 24 % и повысила коэффициент извлечения нефти на 29 %.

Многие исследования показали, что сульфонаты могут эффективно снижать давление закачки воды в карбонатные коллекторы за счет значительного снижения поверхностного натяжения на границе раздела вода–нефть. Донг и другие сообщили, что смесь полиэфирного ПАВ и спирта является хорошим составом для снижения давления и улучшения закачки воды в резервуары с очень низкой проницаемостью. Согласно их лабораторным экспериментам такими свойствами обладает смесь анионного ПАВ (SDS) и катионного ПАВ. Сочетание катионных ПАВ с анионными может более эффективно снизить поверхностное натяжение на границе раздела фаз [12].

Зиндапуди и другие (2013) также изучали адсорбцию ПАВ *Zyziphus spina-christi* (ZSC) на карбонатных породах. Они показали, что ввод ZSC в вытесняющую воду смог увеличить коэффициент извлечения нефти из карбонатного коллектора с 47 до 77 % [13].

Б. А. Бич (2016), Станимирова и другие провели эксперименты с экологически чистым природным материалом, полученным из Киллаха Сапонария дерева *Quillaja Saponaria* (QS), вечнозеленого дерева семейства *Quillajaceae*, произрастающего в теплых и умеренных регионах центрального Чили, Перу и Боливии [13]. Молекулы сапонины содержат гидрофобную часть и гидрофильную часть. Он обладает эффектом ПАВ, которое снижает поверхностное натяжение на границе раздела фаз, не нанося никакого побочного ущерба работникам или окружающей среде и при гораздо меньших затратах.

Эксперименты проведены на песчанике, добытом в Каспийском море в Азербайджане. Изучена статическая адсорбция природного неионогенного ПАВ QS при температуре 298 °K при различных концентрациях солей в воде, используемой для вытеснения нефти. Эксперименты показали, что QS был более эффективен, чем его синтетическая альтернатива Bio-solve, в способности растворять полициклические ароматические углеводороды.

Поверхностно-активные вещества подвергаются широкому спектру исследований, прежде чем считаться пригодными для экспериментального использования для нефтеотдачи. Исследуется техническая возможность создания ПАВ, эффективного для вытеснения рассеянной нефти, что обуславливает необходимость изучения их адсорбции и кинетики. Кроме того, также проводится анализ затрат и выгод, который учитывает преобладающую цену на сырую нефть и цену продажи ПАВ по отношению к объему добычи нефти, который, вероятно, будет достигнут с помощью ПАВ. Важно отметить, что некоторые распространенные синтетические ПАВ, используемые в химических методах увеличения нефтеотдачи (МУН), такие как SDS, Tween-80 и Triton X-100, производятся посредством реакции этоксилирования. Поскольку оксид этилена (ЭО) реагирует с фенолом и спиртом, риск связан с высокой реакцион-

ной способностью и термически нестабильной природой ЭО, а также с потенциальным образованием 1,4-диоксана, известного канцерогена. С другой стороны, природные сапонины, такие как QS, были извлечены безопасными, дешевыми и простыми в реализации лабораторными методами, что не представляет никакого риска для здоровья пользователей. Это, в свою очередь, значительно снижает стоимость использования натуральных ПАВ, таких как QS, в химических процессах повышения нефтеотдачи пластов.

Однако использование этого материала и его практическое применение в полевых условиях на различных типах горных пород все еще требует большей глубины изучения.

Исследования влияния ПАВ на смачиваемость пород-коллекторов. Наиболее важными компонентами сырой нефти, ответственными за изменения смачиваемости пород-коллекторов, являются те, которые несут заряженные группы, такие как кислоты и щелочные соединения. Карбонатные породы обычно несут положительные заряды на поверхности и, следовательно, имеют более высокое сродство к кислым компонентам сырой нефти, в то время как отрицательно заряженная поверхность песчаных пород обуславливает их более сильное сродство к щелочным компонентам сырой нефти [4–7].

Остад и его коллеги [8–9] заметили, что в смачиваемых нефтью ядрах известняка как катионные, так и анионные ПАВ изменяют смачиваемость породы в сторону более смачиваемого водой состояния – в сторону гидрофилизации. Однако опыт показал, что катионные ПАВ более эффективны по сравнению с анионными в процессе изменения смачиваемости. Процесс адсорбции отрицательно заряженных карбоксильных групп сырой нефти на положительно заряженной поверхности карбонатных пород изменял смачиваемость горных пород в сторону гидрофобности. Авторы [8, 9] предположили, что катионные ПАВ могут изменять смачиваемость гидрофобной поверхности карбонатных пород в сторону более гидрофильного состояния за счет образования ионных пар между катионными головными группами и отрицательно заряженными карбоксильными группами, адсорбированными на поверхности породы-коллектора.

Анионные ПАВ более эффективно по сравнению с катионными изменяют смачиваемость пород песчаника в сторону гидрофильного состояния, поскольку в этом случае между ионными головными группами молекул ПАВ и положительно заряженными основными компонентами сырой нефти, адсорбированными на поверхности песчаника, происходит электростатическое взаимодействие. При этом составляющие ионные пары изменяют смачиваемость породы в более гидрофильное состояние. В целом поверхностный заряд горных пород связан с распределением и составом ионов, соленостью воды, pH раствора и температурой пласта.

Исследованиями [10] изучено влияние различных факторов на заряд карбонатных пород. Исследователи пришли к выводу, что уменьшение солености рассолов может привести к увеличению отрицательных зарядов на поверхности пород. Каша и другие [11] исследовали влияние присутствия ионов кальция, сульфата и магния на поверхностные заряды образцов доломита и кальцита в жирных кислотах. Они сообщили, что исходные и чистые образцы кальцита имели отрицательные поверхностные заряды в деионизированной воде при комнатной температуре и исходном pH раствора, равном 7. Первоначальный поверхностный заряд был изменен за счет увеличения объема ионов кальция и магния в водных жидкостях. Авторы [11] сделали вывод, что разложение горных пород может привести к отрицательным поверхностным зарядам исходных образцов кальцита.

Экспериментальные исследования [2] подтвердили, что при наличии электростатических взаимодействий между заряженными головными группами молекул ПАВ и

компонентами абсорбированной на поверхности породы нефти механизм, ответственным за изменение смачиваемости, является образование ионной связи. Однако при отсутствии электростатических взаимодействий поглощение ПАВ происходит за счет гидрофобных взаимодействий между тыльными частями молекул ПАВ и компонентами нефти, адсорбированными на поверхности горных пород, что является основным механизмом, ответственным за изменение смачиваемости. Образование ионных пар между заряженными головными группами молекул ПАВ и компонентами сырой нефти, абсорбированной на поверхности горных пород, более эффективно изменяет смачиваемость горных пород в сторону гидрофильности, чем поглощение молекулы ПАВ на поверхности горных пород за счет гидрофобного взаимодействия с компонентами адсорбированной нефти.

Junrong Liu и другие провели эксперименты по измерению изменения смачиваемости слоистых пород с использованием анионных ПАВ в залежах сланцевых пород в провинции Сычуань (Китай), и проанализировали их влияние на изменение смачиваемости и снижение межфазного натяжения (IFT) на процесс самопроизвольного впитывания раствора ПАВ в породы.

Они сформулировали следующие выводы:

1. Породы-коллекторы на вышеуказанном месторождении гидрофобны.
2. Использование ПАВ изменило смачиваемость на гидрофильную или гидрофильно-гидрофобную.
3. Анионные ПАВ обладают большей способностью изменять смачиваемость за счет образования ионных пар по сравнению с неионогенными ПАВ, хотя этот процесс происходит относительно медленно.
4. Гидрофильность становится более стабильной по мере увеличения концентрации ПАВ.
5. Анионные ПАВ обеспечивают большую нефтеотдачу по сравнению с неионогенными ПАВ, поскольку смачиваемость пород меняется в сторону большей гидрофильности [1] (рис. 2, 3).



Рис. 2. Иллюстрация добавления ПАВ к гидрофобной породе, показывающая удаление слоя нефти с поверхности породы за счет образования устойчивого слоя воды между поверхностью породы и слоем нефти

Fig. 2. Illustration of surfactant addition to hydrophobic rock, showing the removal of the oil layer from the rock surface through the formation of a stable water layer between the rock surface and the oil layer



Рис. 3. Иллюстрация добавления ионных ПАВ к гидрофобной породе, показывающая как электростатические взаимодействия способствуют отделению нефти от поверхности породы и изменению смачиваемости

Fig. 3. Illustration of adding ionic surfactants to hydrophobic rock, showing how electrostatic interactions promote the separation of oil from the rock surface and alter wettability

Тан, Юдун, Чжао и Фучунь показали, что смачиваемость имеет большое значение в процессе повышения нефтеотдачи, так как большинство нефтенасыщенных пород в результате их непрерывного в течение миллионов лет контакта с нефтью насыщаются нефтью, и образуется нефтяной (гидрофобный) слой, покрывающий стенки пор и трудноизвлекаемый традиционными методами вытеснения. Способность изменять смачиваемость пород с гидрофобной на гидрофильную позволяет отделить нефть от породы и облегчает процесс его перемешивания посредством капиллярных сил или сил гравитации в очень узких порах, а также в слоях, богатых глиной. Смачиваемость определяется как способность жидкости прилипать к стенкам твердого тела, независимо от того, является ли жидкость водой, нефтью или газом. Она связана с несколькими факторами, включая состав жидкостей, поверхностные свойства минералов горных пород, температуру пласта, пластовое давление, период насыщения коллектора нефтью [14, 15].

Изменение смачиваемости горных пород измеряется путем измерения угла смачиваемости, который представляет собой угол между границей раздела газ, жидкость и твердая поверхность [1]. В системе «вода – нефть – порода» породы являются водосмачиваемыми (гидрофильными), когда угол контакта между каплей воды и твердым телом находится в диапазоне от 0° до 75° , гидрофобно-гидрофильными при углах от 75° до 105° и гидрофобными при углах от 105° до 180° [16].

Эксперименты с углом смачивания показывают, что угол смачивания в системах «порода – нефть – вода» уменьшается, когда мы добавляем больше ПАВ, и гидрофильность породы увеличивается за счет адсорбции ПАВ. Установлено, что для растворов анионных ПАВ угол смачивания не меняется сразу, а уменьшается со временем, чем отличается от его резкого изменения для неионогенных ПАВ [1].

В экспериментах, которые проводили Альварес и другие, установлено, что анионные ПАВ оказывают лучший эффект на изменение смачиваемости, чем неионогенные и катионогенные ПАВ, однако механизм изменения смачиваемости у анионных ПАВ имеет задержку во времени [17, 18].

Фучун Тянь и другие провели эксперимент по оценке влияния ПАВ на смачиваемость горных пород, используя следующие ПАВ: SDS – $C_{12}H_{25}SO_4Na$, $C_{12}DTAB$ – $C_{12}H_{25}N(CH_3)_3Br$ и Triton X100 – $(C_{34}H_{62}O_{11})$, которые являются анионными, катионными и неионогенными соответственно. Результаты показали, что среди ПАВ $C_{12}DTAB$ лучше всего может способствовать изменению смачиваемости образца карбонатной породы, использованной в исследовании, и, следовательно, изменять ка-

пиллярные силы за счет адсорбции на поверхности породы в пористой среде, в то время как другие из исследованных ПАВ менее эффективны [15, 19].

Чжан Мэн и другие, Мохири и Хунин провели эксперименты, чтобы продемонстрировать, как ПАВ увеличивают скорость впитывания закачиваемого раствора, который состоит из соленой пластовой воды, насыщенной ПАВ. В песчанике использовали додецилсульфат натрия (SDS, анионное ПАВ) и октилфенол полиэтиленэфиргликоля (Triton X-100, неионогенное ПАВ). Они пришли к выводу, что в растворе анионного ПАВ (SDS) смачиваемость поверхности породы изменилась с гидрофобной на гидрофильную. Раствор неионогенного ПАВ (Тритон X-100) не смог сделать поверхность породы гидрофильной, а лишь сделал ее нейтральной. Кроме того, установлено, что чем выше концентрация ПАВ, тем меньше угол смачивания, и достигается коэффициент извлечения нефти до 70–80 %, что на 29–40 % больше, чем при отсутствии в вытесняющей воде ПАВ [12, 20].

Выполненный обзор показывает, что для ПНП за счет доизвлечения капиллярно-удерживаемой нефти и нефти в пленочном состоянии, покрывающей поверхность твердой фазы породы (стенок каналов фильтрации), необходимо применять ПАВ, которые способствуют изменению поверхностного натяжения на границе раздела фаз «нефть – вода – порода» и смачиваемости пород.

Исследование взаимосвязи между концентрацией ПАВ и поверхностным натяжением между горной породой и жидкостью. В исследовании Zhan Meng и других [20] вводили два типа ПАВ: додецилсульфат натрия (ДСН, анионное ПАВ) и полиэтиленгликоль октилфеноловый эфир (Тритон X-100, неионное ПАВ). В концентрации 0,05 % по массе эти ПАВ вводились в пробы песчаных пород, состав которых представлен в табл. 1, отобранных на Синьцзянском нефтяном месторождении в Китае, при различной солености воды.

Таблица 1. Состав образцов горных пород

Table 1. Composition of rock samples

Номер образ-ца	Mineral composition, %					Relative content of clay minerals, %			
	Гли-на	Кварц	Калий-ный поле-вой шпат	Пла-гио-клаз	Каль-цит	Као-линит	Хло-рит	Иллит	Иллит/сметит
Н-39	11	61	5	19	4	50	7	16	27
Н-56	13	57	5	23	2	47	13	14	26

В конце эксперимента исследователи пришли к выводу, что соленость воды не влияет на эффективность действия ПАВ:

– по мере увеличения концентрации ПАВ в растворе поверхностное натяжение снижается, и относительная проницаемость для нефти увеличивается, в то время как относительная проницаемость для воды остается примерно постоянной, как показано на рис. 4;

– анионное ПАВ (ДСН) изменило смачиваемость горных пород с сильно гидрофобной на гидрофильную, тогда как неионогенный ПАВ (Тритон) привел к значительному снижению содержания нефти в продукции, не меняя смачиваемость на гидрофильную.

В другом эксперименте, проведенном Цзюньжуном Лю [1] на образцах, взятых из силикатных пород в районе Сычуань в Китае, состав которых представлен в табл. 2,

использовали четыре вида ПАВ (табл. 3) в трех различных концентрациях (0,01, 0,05 и 0,1 мас. %). Для предотвращения набухания глины, присутствующей в образцах породы, растворы ПАВ готовили на солевом растворе хлорида калия с концентрацией 4 %.

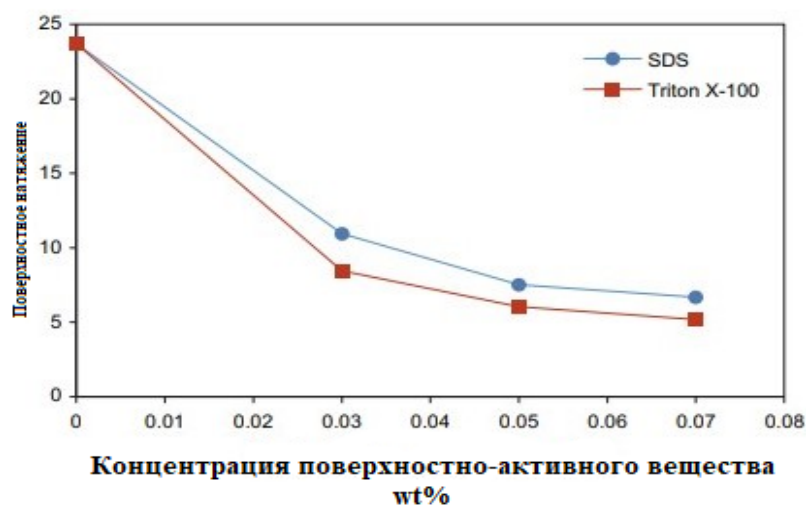


Рис. 4. Значения поверхностного натяжения при использовании растворов ПАВ «ДСН и Тритон Х-100» в разных концентрациях, мас. %

Fig. 4. Surface tension values when using solutions of surfactants “DSN and Triton X-100” at different concentrations, wt%

Таблица 2. Минералогический состав породы

Table 2. Mineralogical composition of the rock

Минерал	Содержание, мас. %
Кварц	31,8
Глины	33,0
Кальцит	2,0
Доломит	10,8
Полевой шпат	20,6
Пирит	1,8

Таблица 3. Характеристики исследуемых ПАВ

Table 3. Mineralogical composition of the rock

ПАВ	Тип	Первичные компоненты	РН	Чистота, %	Производитель
AES	Анионный	Сульфат эфира спирта натрия	7	> 99 %	Sinopharm Chemical Reagent Co., Ltd
AOS	Анионный	Сульфонат Олефина C14-16 натрия	7	> 99 %	Sinopharm Chemical Reagent Co., Ltd
AEO-9	Неионное	Этоксилат спирта	7	> 99 %	Sinopharm Chemical Reagent Co., Ltd
IAE	Неионное	Изомерные токсилаты спиртов	7	> 99 %	Sinopharm Chemical Reagent Co., Ltd

В конце эксперимента были зафиксированы следующие наблюдения:

- по мере увеличения концентрации ПАВ в растворе поверхностное натяжение уменьшается на разные значения в зависимости от типа ПАВ (рис. 5);
- коэффициент нефтеотдачи при закачке воды без ПАВ составил всего 5 % от исходного значения объема нефти в образце, причем этот процент существенно возрастает с увеличением концентрации добавляемых ПАВ;
- добавление ионных ПАВ оказало больший эффект на увеличение степени извлечения нефти с 27,48 до 43,66 %, а неионогенные соединения вызвали изменение добычи с 13,5 до 20,65 % от исходного объема нефти, присутствующей в образце породы (рис. 6).

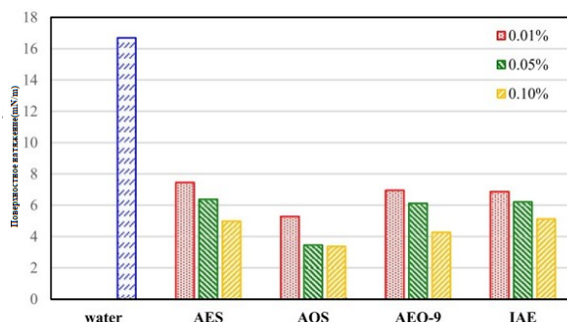


Рис. 5. Измеренные значения поверхностного натяжения «IFT» в растворах различных ПАВ с разными концентрациями

Fig. 5. Measured interfacial tension (IFT) values in solutions of various surfactants at different concentrations

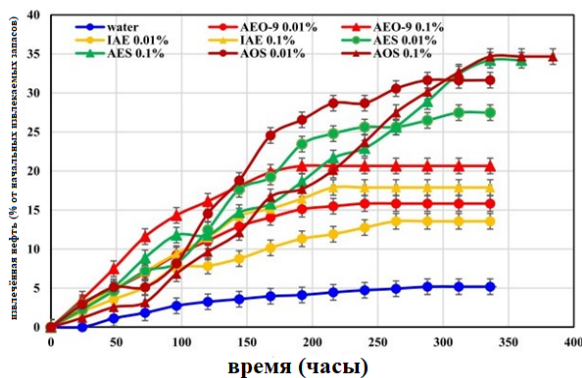


Рис. 6. Динамика изменения коэффициента вытеснения нефти из керна водой и растворами различных ПАВ

Fig. 6. Dynamics of oil displacement efficiency from core samples by water and solutions of various surfactants

Выводы. Сочетание катионных ПАВ с анионными может более эффективно снизить поверхностное натяжение на границе раздела фаз.

Анионные ПАВ оказывают лучший эффект на изменение смачиваемости пород по сравнению с неионогенными и катионными, однако механизм изменения смачиваемости анионных ПАВ имеет временную задержку. Эксперименты показывают, что контактный угол смачиваемости в системах «порода – нефть – вода» с течением времени постепенно уменьшается при использовании анионных ПАВ и резко изменяется при использовании неионогенными ПАВ.

Катионные ПАВ способны изменять смачиваемость гидрофобной поверхности карбонатных пород в сторону более гидрофильного состояния за счет образования ионных пар между катионными головными группами и отрицательно заряженными карбоксильными группами, адсорбированными на поверхности пород-коллекторов.

Анионные ПАВ более эффективно по сравнению с катионными изменяют смачиваемость песчаника в сторону гидрофильного состояния, поскольку в этом случае происходит электростатическое взаимодействие между ионными головными группами молекул ПАВ и положительно заряженными основными компонентами адсорбированной нефти на поверхности песчаника.

Использование сульфонатов и *Zyziphus spina-christi* (ZSC) позволяет эффективно снизить давление закачки воды в карбонатные коллекторы и увеличить коэффициент извлечения нефти из карбонатного коллектора с 47 до 77 %.

Среди ПАВ C_{12} DTAB может лучше всего способствовать изменению смачиваемости образца карбонатной породы, тогда как раствор анионного ПАВ (ДСН) более эффективен в случае песчаника при изменении смачиваемости с гидрофобной на гидрофильную.

Раствор неионогенного ПАВ (Тритон X-100) не может сделать поверхность породы гидрофильной, а только нейтральной.

Акцент на стоимости и экологических факторах имеет большое значение в нефтяной промышленности. Поэтому ведется постоянный поиск экологически чистых природных материалов. В этой области в настоящее время проводятся исследования по извлечению ПАВ-соединения *Quillaja Saponaria* (QS) из специального дерева, представляющего собой материал, состоящий из гидрофильной части. Лабораторные эксперименты доказали, что оно обладает эффектом снижения поверхностного натяжения, не нанося какого-либо побочного ущерба работникам или окружающей среде и при более низкой стоимости, чем промышленные соединения ПАВ, но исследования все еще ограничены, и необходимы более точные полевые эксперименты, чтобы подтвердить эффективность этого вещества в снижении поверхностного натяжения в нефтях различного состава.

Литература

1. Experimental study of wettability alteration and spontaneous imbibition in Chinese shale oil reservoirs using anionic and nonionic surfactants / L. Junrong, J. James, B. Shenga [et al.]. – USA, 2019. – P. 625–633.
2. Mehdi, S. Mechanistic Study of Wettability Alteration Using Surfactants with Applications in Naturally Fractured Reservoirs / S. Mehdi. – Kansas, 2008. – P. 2–8.
3. Monday, O. M. Adsorption of Natural Surfactant on Sandstone in Enhanced Oil Recovery: Isotherms and Kinetics Studies / O. M. Monday // Open Journal of Applied Sciences. – Baku, 2023. – P. 1120–1140.
4. Influence of Crude Oil Components on Recovery by High and Low Salinity Water flooding, Ole Torsæter, Energy & Fuels, Technol. – Norway, 2012. – P. 4328–4334.
5. Ali, A. Investigation of Different Ionic Liquids in Improving Oil Recovery Factor / A. Ali, S. Mohamed, S. Ezeddin // Advances in Chemical Engineering and Science, 2019. – P. 88–97.
6. Cuiec, L. Rock/Crude-Oil Interactions and Wettability: An Attempt to Understand Their Interrelation / L. Cuiec // Society of Petroleum Engineers of AIME. – Houston-Texas, 1984. – P. 1–12.
7. Buckley, J. S. Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils / J. S. Buckley, Y. Liu, S. Monsterleet // Society of Petroleum Engineers. – New Mexico, 1998. – P. 54–60.
8. Austad, T. Chemical flooding of oil reservoirs 8. Spontaneous oil expulsion from oil- and water-wet low permeable chalk material by imbibition of aqueous surfactant solutions / T. Austad,

- B. Matre, J. Milner // A. Sævreid Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – Norway, 1998. – P. 117–129.
9. Mahavadi, S. C. Impact of pre-equilibration on organic-aqueous phase densities and interfacial tension: the critical role of surfactants / S. C. Mahavadi, G. Horváth-Szabó // ResearchGate. – France, 2000. – P. 11–15.
 10. Amjed, M. Surface charge study of EDTA interaction with carbonate rock during chelating agent flooding / Amjed M. Hassan, Hasan S. Al-Hashim // Journal of Petroleum Science and Engineering. – Saudi Arabia, 2020. – P. 2–10.
 11. Brady, P. V. Functional wettability in carbonate reservoirs, Energy & Fuels is published by the American Chemical Society / P. V. Brady, G. Thyne. – U.S.A. – Laramie, 2016. – P. 2–23.
 12. The effects of interfacial tension, injection rate, and permeability on oil recovery in dilute surfactant flooding / Y. J. Fa, W. Song, Pu Wan [et al.] // Petroleum Science and Technology. – China, 2016. – P. 1490–1495.
 13. Ricardo, S. Analysis of Saponin Content of Leaves of Young Quillaja Saponaria Tress from a Plantation / S. Ricardo // Pontifica Universidad Catolica de Chile, Trinidad Schlotterbeck, Santiago de Chile, 2015. – P. 262–272.
 14. Tang, G. Q. Influence of Brine Composition and Fines Migration on Crude Oil/Brine/Rock Interactions and Oil Recovery / G. Q. Tang, N. Morrow // Google Scholar. – USA, 1999. – P. 100–110.
 15. Yudong, Z. Analysis of the Static and Dynamic Imbibition Effect of Surfactants and the Relative Mechanism in Low-Permeability Reservoirs Fuchun Tian / Z. Yudong, Y. Yang, G. Xiaoting // American Chemical Society. – China, 2020. – P. 442–449.
 16. Anderson, W. Wettability Literature Survey. Part 2: Wettability Measurement / W. Anderson, A. William // J Pet-Society of Petroleum Engineers, 1986. – P. 1246–1258.
 17. Impact of Surfactants for Wettability Alteration in Stimulation Fluids and the Potential for Surfactant EOR in Unconventional Liquid Reservoirs / Johannes O. Alvarez, Anirban Neog, Afif Jais, David S. One Petro. – Texas, USA, 2014. – P. 1–18.
 18. Improving oil recovery in the Wolfcamp unconventional liquid reservoir using surfactants in completion fluids / J. O. Alvarez, D. S. Schechter // Journal of Petroleum Science and Engineering. – USA, 2017. – P. 2–11.
 19. Zhou, Z. A Critical Review of Osmosis-Associated Imbibition in Unconventional Formations / Z. Zhou. – China – Beijing, Research Gate, 2021. – P. 3–16.
 20. Enhancement of the imbibition recovery by surfactants in tight oil reservoirs / Z. Meng, S. Yang, Y. Cei [et al.] // Petroleum Science. – China, 2018. – P. 783–793.

References

1. Junrong L., James J., Shenga B., Xiukun W., Hongkui G., Experimental study of wettability alteration and spontaneous imbibition in Chinese shale oil reservoirs using anionic and nonionic surfactants. USA, 2019, pp. 625–633.
2. Mehdi S. Mechanistic Study of Wettability Alteration Using Surfactants with Applications in Naturally Fractured Reservoirs. Kansas, 2008, pp. 2–8.
3. Monday O. M, Adsorption of Natural Surfactant on Sandstone in Enhanced Oil Recovery: Isotherms and Kinetics Studies. *Open Journal of Applied Sciences*. Baku, Azerbaijan, 2023, pp. 1120–1140.
4. Torsæter Ole. Influence of Crude Oil Components on Recovery by High and Low Salinity Water flooding. *Energy & Fuels, Technol.* Norway, 2012, pp. 4328–4334.
5. Ali A., Mohamed S., Ezeddin S., Investigation of Different Ionic Liquids in Improving Oil Recovery Factor. *Advances in Chemical Engineering and Science*, 2019, pp. 88–97.
6. Cuiec L. Rock/Crude-Oil Interactions and Wettability: An Attempt to Understand Their Interrelation, *Society of Petroleum Engineers of AIME*. Houston-Texas, 1984, pp. 1–12.

7. Buckley J. S., Liu Y., Monsterleet S. Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils. *Society of Petroleum Engineers*, New Mexico, 1998, pp. 54–60.
8. Austad T., Matre B., Milter J., Sævareid A. Chemical flooding of oil reservoirs 8. Spontaneous oil expulsion from oil-and water-wet low permeable chalk material by imbibition of aqueous surfactant solutions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. Norway, 1998, pp. 117–129.
9. Mahavadi S. C., Horváth-Szabó G. Impact of pre-equilibration on organic-aqueous phase densities and interfacial tension: the critical role of surfactants. *ResearchGate*. France, 2000, pp 11–15.
10. Amjed M. Hassan, Hasan S. Al-Hashim, Surface charge study of EDTA interaction with carbonate rock during chelating agent flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Saudi Arabia, 2020, pp. 2–10.
11. Brady P. V., Thyne G. Functional wettability in carbonate reservoirs. *Energy & Fuels is published by the American Chemical Society*. USA, Laramie, 2016, pp. 2–23.
12. Fa Y. J., Song W., Wan Pu., Xue L., Shuai Z., Yan-Li Dou. The effects of interfacial tension, injection rate, and permeability on oil recovery in dilute surfactant flooding. *Petroleum Science and Technology*. China, 2016, pp. 1490–1495.
13. Ricardo S. Analysis of Saponin Content of Leaves of Young Quillaja Saponaria Tress from a Plantation. *Pontifica Universidad Catolica de Chile, Trinidad Schlotterbeck, Santiago de Chile*, 2015, pp. 262–272.
14. Tang G. Q., Morrow N. Influence of Brine Composition and Fines Migration on Crude Oil/Brine/Rock Interactions and Oil Recovery. *Google Scholar*. USA, 1999, pp. 100–110.
15. Yudong Z., Yang Y., Xiaoting G. Analysis of the Static and Dynamic Imbibition Effect of Surfactants and the Relative Mechanism in Low-Permeability Reservoirs Fuchun Tian. *American Chemical Society*. China, 2020, pp. 442–449.
16. Anderson W., William A. Wettability Literature Survey. *J Pet-Society of Petroleum Engineers*, 1986, part 2, pp. 1246–1258.
17. Johannes O. Alvarez, Anirban Neog, Afif Jais, David S. Impact of Surfactants for Wettability Alteration in Stimulation Fluids and the Potential for Surfactant EOR in Unconventional Liquid Reservoirs. *One Petro*. Texas, USA, 2014, pp. 1–18.
18. Alvarez J. O., Schechter D. S. Improving oil recovery in the Wolfcamp unconventional liquid reservoir using surfactants in completion fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Texas, USA, 2017, pp. 2–11.
19. Zhou Z. A Critical Review of Osmosis-Associated Imbibition in Unconventional Formations. *Research Gate*. China – Beijing, 2021, pp. 3–16.
20. Mengl Z., Yangl S., Cui Y., Zhongl Z., Liang C., Wangl L. Enhancement of the imbibition recovery by surfactants in tight oil reservoirs. *Petroleum Science*. China, 2018, pp. 783–793.

Информация об авторах

Алхатиб Шади – аспирант. Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр-т Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: shadi.alkhateeb1@gmail.com

Демяненко Н. А. – доцент кафедры «Нефтегазозаработка и гидропневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр-т Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: demyanenko.1953@mail.ru

Information about the authors

Alkhateeb Shadi – PhD studen. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: shadi-alkhateeb@edu.gstu.by

Demyanenko N. A. – Associate Professor. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: demyanenko.1953@mail.ru

Поступила в редакцию 04.11.2024

УДК 622.248

ИНЖЕНЕРНАЯ ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С РЕГУЛИРУЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ НА ГАРЦЕВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

И. С. АВЛАСЕНКО, В. В. ПОЛОГЕЕНКО, Д. В. ПОРОШИН

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. В ряде районов Припятского прогиба в подсолевом и межсолевом нефтегазоносных комплексах встречены пласты с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). В данной работе рассмотрен один из наиболее эффективных методов проводки глубоких скважин в зонах распространения АВПД, основанный на технологии бурения с управляемым давлением. Обсуждается вопрос научного обоснования выбора технологии строительства и конструкции скважины в условиях узкого или неизвестного окна бурения для конкретных геолого-технических условий одного из участков рассматриваемого региона.

Ключевые слова: скважина, промывочная жидкость, окно бурения, регулирование давления, бурение, плотность, АВПД, эквивалентная циркуляционная плотность.

Для цитирования: Авласенко, И. С. Инженерная оценка целесообразности применения технологии бурения с регулируемым давлением на Гарцевском нефтяном месторождении Припятского прогиба / И. С. Авласенко, В. В. Пологеевко, Д. В. Порошин // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 77–84.

ENGINEERING ASSESSMENT OF THE FEASIBILITY OF USING PRESSURE-CONTROLLED DRILLING TECHNOLOGY AT THE GARTSEVSKOYE FIELD OF THE PRIPYAT TROUGH

I. S. AVLASENKO, V. V. POLOGEENKO, D. V. POROSHIN

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. In a number of areas of the Pripyat Trough, formations with abnormally high reservoir pressures (AHRP) have been encountered in sub-salt and inter-salt oil and gas-bearing complexes. This paper discusses one of the most effective methods for drilling deep wells in zones of abnormally high reservoir pressures (AHRP), based on managed pressure drilling (MPD) technology. The issue of scientifically substantiating the choice of well construction technology and design under conditions of a narrow or unknown drilling window for specific geological and technical conditions of one of the sites in the examined region is discussed.

Keywords: well, construction technology, flushing fluid, drilling window, reservoir pressure, equivalent circulation density.

For citation. Avlasenko I. S., Pologeenko V. V., Poroshin D. V. Engineering assessment of the feasibility of using pressure-controlled drilling technology at the Gartsevskoye field of the Pripyat Trough. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 77–84 ((in Russian).

Введение. В процессе проведения поисково-разведочного бурения в подсолевом и межсолевом нефтегазоносных комплексах целого ряда зон и локальных объектов Припятского прогиба встречены аномально высокие пластовые давления [1, 2]. Так, при доразведке подсолевых залежей восточного блока Гарцевского нефтяного месторожде-

ния в межсолевых отложениях (туровские слои елецкого горизонта) были вскрыты породы-коллекторы с аномально-высокими пластовыми давлениями (АВПД) с весьма высокими значениями коэффициента аномальности. Условия бурения на скважинах с аномально-высокими пластовыми давлениями (АВПД) характеризуются узким допустимым диапазоном статической и циркуляционной плотности бурового раствора («окном бурения»). По этой причине вскрытие нефтегазоносного резервуара с АВПД привело к значительному непроизводительному времени строительства скважины. Были понесены дополнительные затраты при борьбе с газонефтеводопроявлением (ГНВП) и поглощениями.

В мировой практике одной из наиболее эффективных технологий в сходных условиях является бурение с управляемым давлением (БРД) [3]. Данная технология является дорогостоящей и ее применение экономически оправдано не на каждой скважине. В связи с этим актуальным является вопрос научного обоснования выбора технологии бурения и конструкции скважины в условиях узкого или неизвестного окна бурения для конкретных геолого-технических условий.

Применение технологии БРД снижает затраты на химические реагенты и буровой раствор, поглощаемые при превышении давления гидроразрыва. Проявления газонефтяной смеси из пласта оперативно обнаруживаются, а их объем значительно уменьшается за счет создания противодействия [4, 5].

Технология БРД, применяемая в системе «скважина – пласт» не ухудшает фильтрационные свойства пласта и снижает вероятность осложнений и аварий до минимума [6, 7]. Данная технология позволяет достичь значительного снижения воздействия промывочной жидкости на продуктивный пласт (снижение скин-эффекта в призабойной зоне скважины), дает возможность бурения трещиноватых коллекторов без необходимости кольтматирования продуктивных зон, что способствует увеличению коэффициента извлечения нефти и сроков продуктивности скважин [8].

На сегодняшний день технология БРД получает широкое распространение в компаниях России. Опытно-промышленные работы с использованием БРД проводятся в компаниях ИГС-НЭУ, «Газпром» и др.

Данная технология имеет возможность развития и применения как на давно разрабатываемых месторождениях (в условиях просажённых пластовых давлений), так и на новых разведанных месторождениях для минимизации рисков возникновения газонефтеводопроявлений и других осложнений [9].

Главной особенностью данной технологии является обеспечение поддержки необходимого минимального давления на забое. Международная ассоциация буровых подрядчиков (англ.: International Association of Drilling Contractors, IADC) определяет БРД как «адаптивный процесс бурения», используемый для точного контроля профиля давления в кольцевом пространстве по всему стволу скважины [10–12]. Целью внедрения технологии является установление пределов давления в забойном пространстве и управление гидравлической системой в затрубном пространстве.

Цель работы. Инженерная оценка технологических преимуществ БРД по эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) на примере скважины 6 Гарцевская.

Материалы и методика проведения исследований. В ходе исследования авторами изучалось оборудование БРД, а также выполнялись расчеты в специализированном программном комплексе (Sysdrill) давления в затрубном пространстве при проведении операций во время бурения с различными режимами. С помощью технологии БРД исследовалась эффективность создания противодействия блоком дросселирования.

Основными элементами системы БРД являются роторный устьевой герметизатор (РУГ), блок дросселирования, расходомер Кориолиса. Роторный устьевой герметизатор позволяет нагнетать жидкость в затрубное пространство при подъеме колонны, а

также частично перекрывать его для увеличения давления. Блок дросселирования обеспечивает создание требуемого противодавления в скважине. Система БРД позволяет остановить и устранить умеренное проявление пластового флюида без глушения скважины. Расходомер Кориолиса – прибор, использующий эффект Кориолиса для измерения объемного расхода и плотности флюидов в режиме реального времени. Позволяет оперативно обнаружить даже минимальные проявления и поглощения.

В условиях узкого окна бурения необходимо точно знать эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП), чтобы контролировать скважину. Кроме этого при проектировании важно определить возможность удержания ЭЦП во время всех операций в пределах окна бурения. Эти вопросы, а также инженерная оценка технологических преимуществ системы БРД по сравнению с другими методами проводки скважин в условиях АВПД рассматриваются в данной работе на примере гидравлического моделирования во время проведения основных операций при бурении межсолевых отложений в скважине 6 Гарцевская по проектной и предлагаемой конструкции [13].

В проектной конструкции скважины 6 Гарцевская предусмотрено вскрытие межсолевых отложений двумя секциями, первая диаметром 165,1 мм со спуском обсадной колонны (ОК) диаметром 140 мм, вторая – 114,3 мм со спуском эксплуатационного хвостовика диаметром 102 мм. Данное решение обусловлено наличием в межсолевых отложениях пластов, несовместимых по условиям вскрытия, а именно необходимостью использования разных буровых растворов для того, чтобы не допустить проявлений и поглощений.

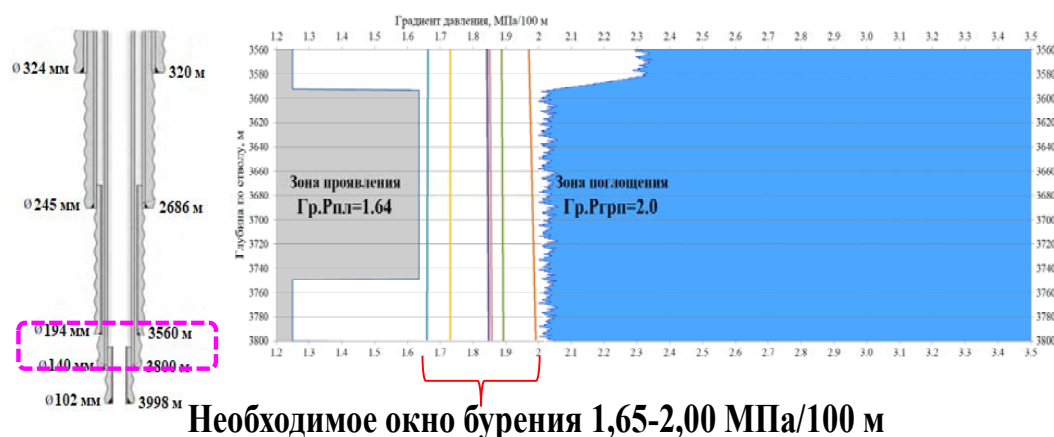
Результаты исследования. Авторами в данной статье рассматривается вопрос возможности за счет технологии БРД изменения проектной конструкции скважины со вскрытием межсолевых отложений одной секцией диаметром 165,1 мм со спуском ОК диаметром 140 мм.

При бурении по проектной конструкции первой секции диаметром 165,1 мм используется буровой раствор с плотностью $1,73 \text{ г/см}^3$. Согласно проведенным авторами расчетам, ЭЦП при этом находится в диапазоне $1,85\text{--}1,89 \text{ г/см}^3$ (рис. 1, а). При подъеме КНБК со стандартной скоростью 30 м/мин ЭЦП составит $1,61 \text{ г/см}^3$, что приведет к ГНВП, так как градиент пластового давления выше и составляет $1,64 \text{ МПа/100 м}$. Избежать этого можно путем снижения скорости подъема до 10 м/мин, ЭЦП при этом составит $1,65 \text{ г/см}^3$.

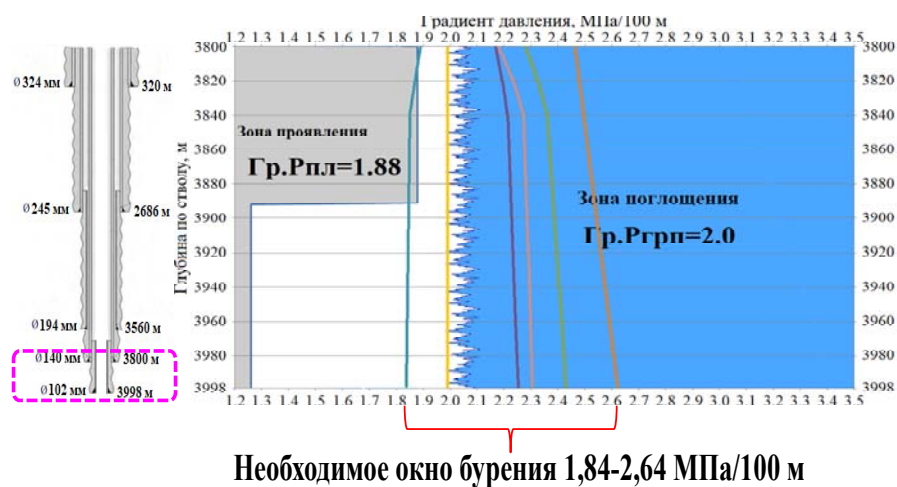
При спуске ОК со стандартной скоростью 30 м/мин ожидается гидроразрыв пород, поэтому необходимо ограничить скорость спуска ОК до 20 м/мин. Таким образом, бурение данной секции возможно по традиционной технологии, для чего необходимо ограничить скорость подъема КНБК до 10 м/мин и скорость спуска ОК до 20 м/мин. С учетом подъема и спуска КНБК требуемое для безопасного бурения «окно» составляет $1,65\text{--}2,0 \text{ МПа/100 м}$.

При бурении по проектной конструкции второй секции диаметром 114,3 мм используется буровой раствор с плотностью $1,99 \text{ г/см}^3$ (рис. 1, б). Согласно проведенным авторами расчетам, ЭЦП при этом находится в диапазоне $2,18\text{--}2,24 \text{ г/см}^3$. С учетом подъема и спуска КНБК требуемое для безопасного бурения «окно» составляет $1,84\text{--}2,64 \text{ МПа/100 м}$. Исходя из градиента пластового давления $1,64 \text{ МПа/100 м}$ и градиента гидроразрыва 2 МПа/100 м при бурении данной секции ожидается как ГНВП, так и поглощение бурового раствора.

Для бурения по технологии БРД выбрана плотность промывочной жидкости $1,73 \text{ г/см}^3$. Поддержание репрессии на пласт по технологии БРД обеспечивается дополнительным противодавлением на устье.



a)



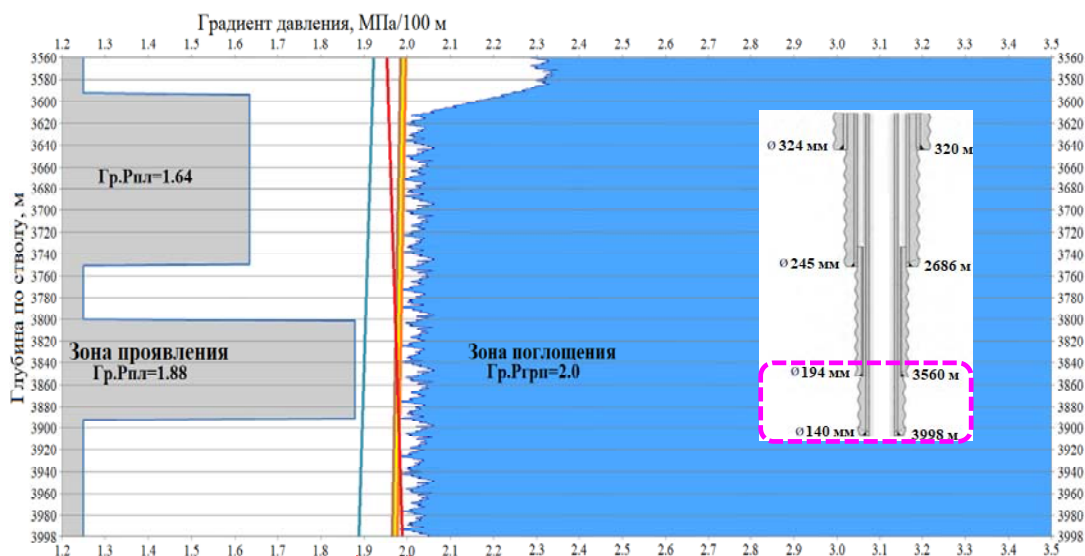
b)

— градиент ЭЦП при подъеме КНБК 10 м/мин; — градиент ЭЦП при подъеме КНБК 10 м/мин с МРД; — градиент ЭЦП при бурении 10 л/с; — градиент ЭЦП при бурении с 10 л/с с МРД; — градиент ЭЦП при спуске КНБК 30 м/мин; — градиент ЭЦП при спуске КНБК 30 м/мин с МРД; — градиент ЭЦП при бурении с 20 л/с; — градиент ЭЦП при бурении с 20 л/с с МРД; — градиент ЭЦП при спуске ОК 20 м/мин

Рис. 1. Градиенты давления во время всех операций бурения по проектной конструкции секций:
а – диаметром 165,1 мм; б – диаметром 114,3 мм

Fig. 1. Pressure gradients during all drilling operations according to the planned design of sections:
а – 165.1 mm in diameter; б – 114.3 mm in diameter

При бурении с технологией БРД по предлагаемой конструкции одной секцией диаметром 165,1 мм с учетом подъема и спуска КНБК требуемое для безопасного бурения «окно» составляет всего 1,88–2,0 МПа/100 м (рис. 2), что значительно ниже (в 14 раз), чем по стандартной технологии с проектной конструкцией. При этом исключаются как НГВП, так и поглощение бурового раствора.



Необходимое окно бурения 1,88-2,00 МПа/100 м

— градиент ЭЦП при подъеме КНБК 10 м/мин; — градиент ЭЦП при подъеме КНБК 10 м/мин с МРД; — градиент ЭЦП при бурении 10 л/с; — градиент ЭЦП при бурении с 10 л/с с МРД; — градиент ЭЦП при спуске КНБК 30 м/мин; — градиент ЭЦП при спуске КНБК 30 м/мин с МРД; — градиент ЭЦП при бурении с 20 л/с; — градиент ЭЦП при бурении с 20 л/с с МРД; — градиент ЭЦП при спуске ОК 20 м/мин

Рис. 2. Градиенты давления во время всех операций бурения с системой БРД по предлагаемой конструкции

Fig. 2. Pressure gradients during all drilling operations with the MPD system according to the proposed design

Закключение. Проведено гидравлическое моделирование бурения на примере скважины 6 Гарцевская в условиях АВПД с проектной конструкцией по стандартной технологии и с предлагаемой конструкцией с технологией БРД.

При бурении с проектной конструкцией скважины 6 Гарцевская в условиях АВПД по стандартной технологии ожидается как НГВП, так и поглощение бурового раствора.

Установлено, что с применением технологии БРД на примере скважины 6 Гарцевская требуется «окно бурения» в 14 раз меньшее, чем при стандартной технологии, что является важным техническим преимуществом.

Технология БРД при вскрытии межсоловых отложений одной секцией диаметром 165,1 мм скважины 6 Гарцевская в условиях АВПД позволяет обеспечить ЭЦП во время всех операций в пределах «окна бурения».

Данная работа выполнена в рамках тематики по внедрению новой техники и технологий лаборатории технологии бурения и восстановления скважин отдела строительства скважин БелНИПИнефть.

Литература

1. Порошин, В. Д. Аномальные пластовые давления в межсоловых и подсоловых девонских отложениях Припятского прогиба / В. Д. Порошин, Н. Л. Лобова // Доклады АН БССР. — 1990. — Т. 34, № 1. — С. 334.

2. Порошин, Д. В. Обеспечение долгосрочной целостности крепи горизонтальных скважин в традиционных коллекторах с освоением методом многостадийного гидроразрыва пласта по технологии Plug&Perf / Д. В. Порошин, С. В. Лелявский, Д. В. Пилипчук, В. В. Положеенко // Нефтяник Полесья. – 2022. – № 2. – С. 98.
3. Роснефть: Применение систем контроля давления для скважин с трещиноватым коллектором в условиях аномально низкого пластового давления // К. А. Чернокалов, А. Г. Пуш-карский, А. М. Поляруш, М. И. Кошчер // Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 4. – С. 45–47.
4. Бабаян, Э. В. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях / Э. В. Бабаян. – Краснодар : Совет. Кубань, 2007. – 154 с.
5. Куксов, А. К. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении / А. К. Куксов, Э. В. Бабаян, В. Д. Шевцов. – М. : Недра, 1992. – 251 с.
6. Литологические и гидродинамические факторы, определяющие условия первичного вскрытия горизонтальным бурением и освоение продуктивных интервалов рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского НГКМ / А. Г. Вахромеев, Р. К. Розяпов, О. В. Постникова [и др.] // Геология и минеральносырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 3. – С. 67–81.
7. Вахромеев, А. Г. Геодинамические аспекты исследования сложных горно-геологических условий бурения древнейших карбонатных резервуаров нефти и газа рифея: обзор проблемы на примере месторождений Байкитской нефтегазоносной области / А. Г. Вахромеев, С. А. Сверкунов, В. М. Иванишин // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8, № 4. – С. 903–921. – DOI 10.5800/GT-2017-8-4-0323
8. Эффективный способ бурения скважин в условиях катастрофических поглощений в трещиноватых коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения / Р. Р. Гиниатуллин, В. В. Кириев, Д. Д. Крепостников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 40–43. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-11-40-43
9. Анализ применения технологий бурения с управляемым давлением на забое при проводке ствола скважины в карбонатных отложениях / В. А. Рябчук, Ю. П. Сердобинцев, В. А. Шмелев, Н. Н. Кривошеева // Молодой ученый. – 2019. – № 22. – С. 138–139.
10. Сверкунов, С. А. Применение технологии бурения с регулируемым давлением в условиях Восточной Сибири / С. А. Сверкунов // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2012. – № 2. – С. 122–125.
11. Бабаян, Э. В. Технология бурения с управлением забойным давлением в системе «скважина-пласт» : учеб. пособие / Э. В. Бабаян. – М ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 308 с. : ил., табл.
12. Бабаян, Э. В. Технология бурения скважин с поддержанием заданного давления / Э. В. Бабаян, А. И. Булатов. – М. : ВНИИОНГ, 1989. – (обзор. информ. Серия «Строительство скважин»).
13. Бабаян, Э. В. Инженерные расчеты при бурении / Э. В. Бабаян, А. В. Черненко. – М. : Инфра-Инженерия, 2018. – 440 с.

References

1. Poroshin V. D., Lobova N. L. Anomalous reservoir pressures in inter-salt and sub-salt Devonian deposits of the Pripyat trough. *Reports of the Academy of Sciences of the BSSR*, 1990, vol. 34, no. 1 (in Russian).
2. Poroshin D. V., Lelyavsky C. V., Pilipchuk D. V., Pologeenko V. V. Ensuring of long-term cementing Integrity of horizontal wells in traditional reservoirs with the development by using Plug & Perf multi-stage hydraulic fracturing. *Neftyanik polesya = Polesie oilman*, 2022, no. 2 (42), P. 98 (in Russian).
3. Chernokalov K. A., Pushkarsky A. G., Polyarush A. M., Koscher M. I. Application of pressure control systems for wells with fractured reservoirs under conditions of abnormally low reservoir

- pressure. *Nauchno-technicheskiy vestnik OAO «NK «Rosneft» = Scientific and Technical Bulletin of OJSC NK Rosneft*, 2016, no. 4, pp. 45–47 (in Russian).
4. Babayan E. V. Well control technology for gas, oil and water shows. Krasnodar, Sovetskaia Kuban Publ., 2007. 154 p. (in Russian).
 5. Kuksov A. K., Babayan E. V., Shevcov V. D. *Prevention and elimination of gas, oil and water intrusions during drilling*. Moscow, Nedra Publ., 1992. 251 p.
 6. Vahromeev A. G., Rozyapov R. K., Postnikova O. V., Kutukova N. M., Sverkunov S. A., Siraev R. U. Lithological and hydrodynamic factors that determine the conditions for the initial opening of horizontal drilling and the development of productive intervals of the Riphean natural reservoir of the Yurubcheno-Tokhonskoye oil and gas condensate field. *Geologia i mineralnosyrienye resursy Sibiri = Geology and mineral resources of Siberia*, 2015, no. 3, pp. 67–81 (in Russian).
 7. Vahromeev A. G., Sverkunov S. A., Ivanishin V. M., Rozyapov R. K., Danilova E. M. Geodynamic aspects of the study of complex mining and geological conditions for drilling ancient carbonate reservoirs of Riphean oil and gas: a review of the problem using the example of fields in the Baikit oil and gas region. *Geodinamika i tektonofizika = Geodynamics and Tectonophysics*, 2017, vol. 8, no. 4, pp. 903–921 (in Russian). DOI/10.5800/GT-2017-8-4-0323
 8. Giniatullin R. R., Kiriev V. V., Krepostnikov D. D., Chernokalov K. A., Zagrivny F. A., Dobrokhleb P. Yu. An effective method of drilling wells in conditions of catastrophic losses in fractured reservoirs of the Yurubcheno-Tokhonskoye field. *Neftyanoe hozyaistvo = Oil industry*, 2017, no. 11, pp. 40–43 (in Russian). DOI 10.24887/0028-2448-2017-11-40-43
 9. Ryabchuk V. A., Serdobintsev Yu. P., Shmelev V. A., Krivosheeva N. N. Analysis of the use of drilling technologies with controlled downhole pressure when drilling a well in carbonate deposits. *Molodoi ucheniy = Young scientist*, 2019, no. 22, pp. 138–139 (in Russian).
 10. Sverkunov S. A. Managed pressure drilling technology under conditions of Eastern Siberia. *Izvestia Sibirskogo otdelenia sekcii nauk o Zemle Rossiyskoi akademii estestvennyh nauk. Geologia, poiski i razvedka rudnyh mestorozhdeniy = News of the Siberian Branch of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, prospecting and exploration of ore deposits*, 2012, no. 2, pp. 122–125 (in Russian).
 11. Babayan E. V. Drilling technology with bottomhole pressure control in the well-reservoir system. Moscow: Vologda, Infra-inzheneria Publ., 2021, p. 308 (in Russian).
 12. Babayan E. V., Bulatov A. I. *Technology of drilling wells while maintaining a given pressure*. Obzor. Inform. Ser. “Stroitelstvo skvazhin”. Moscow, VNIIONG, 1989 (in Russian).
 13. Бабаян, Э. В. Инженерные расчеты при бурении / Э. В. Бабаян, А. В. Черненко. – М. : Инфра-Инженерия, 2018. – 440 с.

Информация об авторах

Авласенко Игорь Сергеевич – инженер-технолог лаборатории технологии бурения и восстановления скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: I.Avlasenko@beloil.by

Пологеенко Владимир Владимирович – заведующий лабораторией технологии бурения и восстановления скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: pologeenko@beloil.by

Порошин Дмитрий Валерьевич – заведующий отделом строительства скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: poroshin@beloil.by

Information about the authors

Avlasenko Igor Sergeevich – engineer-technologist of the Laboratory of technology of drilling and well restoration. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Bel3arus). E-mail: I.Avlasenko@beloil.by

Pologeenko Vladimir Vladimirovich – Head of the Laboratory of technology of drilling and well restoration. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: pologeenko@beloil.by

Poroshin Dmitry Valerievich – Head of the Department of well constructing. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: poroshin@beloil.by

Поступила в редакцию 07.11.2024

УДК 620.169.2

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОЛИМЕРНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРОПОГРУЖНОГО КАБЕЛЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БЕЛАРУСИ

Ю. И. ПОПКОВА, П. А. ПЕТРИКЕВИЧ, А. А. АММОН, И. Ф. ЛАПИЦКИЙ

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Одним из способов эксплуатации добывающих скважин нефтяных месторождений является механизированный с применением установок электроцентробежных насосов, при котором электроэнергия с земной поверхности к погружному электродвигателю подается с применением кабельной линии. Одной из проблем, снижающих эффективность добывающих скважин, является снижение сопротивления изоляции кабеля в районе сработки с кабельным удлинителем. В статье рассмотрены факторы, влияющие на деградацию полимерной изоляции кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом в процессе эксплуатации. Приведены результаты испытаний кабеля в среде газонасыщенной нефти и попутного нефтяного газа при разной температуре. На основании проведенных испытаний установлено, что полимерная изоляция кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом в среде газонасыщенной нефти в диапазоне температур от +70 до +120 °С склонна к набуханию, при этом при температуре +120 °С нарушается структура полимерной изоляции в результате взаимодействия с ароматическими соединениями, находящимися в нефти. Внедрение в структуру полимера углеводородных соединений приводит к необратимым изменениям параметров материала изоляции, включая прочностные характеристики. Установлено, что попутный нефтяной газ не оказывает влияния, способного снижать эксплуатационную надежность кабеля, на характеристики полимерной изоляции кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом в диапазоне температур от +70 до +120 °С, включая прочностные характеристики. Полученные результаты положены в основу методики подбора кабельной линии в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», согласно которой расчетная температура жилы кабеля на глубине сработки основного кабеля и кабельного удлинителя не должна превышать +80 °С, сработка должна находиться в газовой среде над расчетным динамическим уровнем.

Ключевые слова: добыча нефти, эксплуатация скважин, электропогружной кабель, полимерная изоляция, деградация полимерной изоляции.

Для цитирования. Оценка технического состояния полимерной изоляции электропогружного кабеля установок электропогружных центробежных насосов в условиях нефтяных месторождений Беларуси / Ю. И. Попкова, П. А. Петрикевич, А. А. Аммон, И. Ф. Лапицкий // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 85–99.

THE TECHNICAL CONDITION ASSESSMENT OF POLYMER INSULATION OF ELECTRIC SUBMERSIBLE CABLE OF ELECTRIC SUBMERSIBLE CENTRIFUGAL PUMP INSTALLATIONS IN THE CONDITIONS OF OIL FIELDS IN BELARUS

YU. I. POPKOVA, P. A. PETRIKEVICH, A. A. AMMON, I. F. LAPITSKY

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. One of the methods for operating production wells in oil fields is mechanized using electric centrifugal pumps, in which electricity is supplied from the earth's surface to a submersible electric motor using a

cable line. One of the problems that reduces the efficiency of production wells is a decrease in the cable insulation resistance in the area where it is spliced with a cable extension. The article discusses factors influencing the degradation of polymer cable insulation made of a block copolymer of propylene with ethylene during operation. The results of cable testing in the environment of gas-saturated oil and associated petroleum gas at different temperatures are presented. Based on the tests carried out, it was established that the polymer insulation of a cable made of a block copolymer of propylene with ethylene in a gas-saturated oil environment in the temperature range from +70 to +120 °C is prone to swelling, while at a temperature of +120 °C the structure of the polymer insulation is disrupted as a result of interaction with aromatic compounds found in oil. The introduction of hydrocarbon compounds into the polymer structure leads to irreversible changes in the insulation material parameters, including strength characteristics. It has been established that associated petroleum gas has no effect, capable of reducing the operational reliability of the cable, on the characteristics of polymer insulation of a cable made of a block copolymer of propylene with ethylene in the temperature range from +70 to +120 °C, including strength characteristics. The results obtained are the basis for the cable line selection methodology at the Republican Unitary Enterprise "Belorusneft Production Association", according to which the calculated temperature of the cable core at the depth of the splice of the main cable and the cable extension should not exceed +80 °C, the splice should be in a gas environment above the calculated dynamic level.

Keywords: oil production, well operation, electric submersible cable, polymer insulation, degradation of polymer insulation.

For citation. Popkova Yu. I., Petrikevich P. A., Ammon A. A., Lapitsky I. F. The technical condition assessment of polymer insulation of electric submersible cable of electric submersible centrifugal pump installations in the conditions of oil fields in Belarus. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 85–99 (in Russian).

Введение. В Республике Беларусь на нефтяных месторождениях, приуроченных к Припятскому прогибу, добывается около 2 млн т нефти в год. Значительная часть добываемой в этом регионе нефти относится к трудноизвлекаемым запасам и залегает на глубинах до 4,5 км. Большинство нефтяных месторождений находятся на поздней стадии разработки [1]. Одним из способов эксплуатации нефтяных месторождений является механизированный с применением установок электропогружных центробежных насосов (УЭЦН), при котором электроэнергия с земной поверхности к погружному электродвигателю подается с применением кабельной линии, в состав которой входит кабельный удлинитель и основной кабель [2–5].

До 70-х гг. прошлого столетия единственным материалом, применяемым при изготовлении изоляции электропогружных кабелей УЭЦН, являлась резина, которая обладает достаточной температуростойкостью, прочностью и гибкостью, однако не обладает нефтегазостойкостью и, как показала практика, не предназначена для эксплуатации в условиях с повышенным газовым фактором (более 180 м³/сут). Указанные недостатки исключали возможность повторного использования кабеля и служили причиной частого выхода его из строя в процессе эксплуатации [2, 6]. Дальнейшее развитие конструкций кабельных линий было направлено главным образом на достижение нефтегазостойкости при соблюдении термомеханических характеристик. Начались исследования пластмасс в качестве изолирующего материала кабелей, в первую очередь полиэтилена низкого и высокого давления [2, 7]. Первыми заводами на постсоветском пространстве, освоившими выпуск кабеля из полиэтилена, явились «Ташкенткабель» и «Подольсккабель». В начале 90-х гг. XX в. производство кабелей было освоено такими предприятиями, как «Сибкабель», «Камкабель», «Кавказкабель», «Уралкабель». Потребность в выпуске более теплостойких кабелей с лучшими термомеханическими характеристиками привела к повсеместному использованию в России кабелей с изоляцией из полиэтилена высокого давления. Однако кабели с полиэтиленовой изоляцией не обладали достаточной долговечностью из-за склонности к образованию микротрещин и набуханию полиэтилена, что приводило к ухудшению электрических характеристик изоляции. Допустимая температура нагрева жил кабеля с изолирующим материалом из полиэтилена в процессе эксплуатации составляла +90 °C. С течением времени потребовались кабели с более высокой теплостойкостью, что обусловлено ухудшением условий эксплуатации скважин по мере выработ-

ки запасов. В частности, снижение продуктивности скважин потребовало доуглубления насосного оборудования, что привело к повышению температуры эксплуатации и дополнительно осложнило процесс добычи нефти. На 90-е гг. приходится основной объем выполненных работ по разработке, исследованиям, промысловым испытаниям, освоению серийного выпуска на различных предприятиях России кабелей для УЭЦН с изоляцией из полипропилена, блоксополимеров пропилена с этиленом. Налажен выпуск кабелей типа КППБП-120 и других модификаций, при эксплуатации которых допустимая температура нагрева жил достигает $+120\text{ }^{\circ}\text{C}$ [2]. Полимерную изоляцию стали изготавливать двухслойной для повышения эксплуатационной надежности кабеля. Определяющими причинами преимущественного применения кабелей с изоляцией обоих слоев из блоксополимера пропилена с этиленом, по мнению авторов [2, 3, 8, 9], являются:

- хорошие электрические, термомеханические, электроизоляционные характеристики композиций блоксополимеров пропилена с этиленом для изоляции кабельных изделий;

- высокая нагревостойкость, прочность и стойкость к растрескиванию в агрессивных средах;

- обеспечение предприятий кабельной подотрасли данными материалами в необходимых объемах химическими компаниями России.

Проведенные исследования полимерной изоляции из композиции блоксополимера пропилена с этиленом в промысловых условиях при температуре до $+97\text{ }^{\circ}\text{C}$ на месторождениях Томской области России показали отсутствие отказов кабельных линий при наработках до 800 суток [2]. Информация об опыте эксплуатации при температуре до $+120\text{ }^{\circ}\text{C}$ отсутствует и требует дополнительных исследований. Сравнение методов конструирования кабелей зарубежных фирм, выполняемых с учетом рекомендаций Американского нефтяного института и методик, применяемых в России, по кабелям с пластмассовой изоляцией показывает следующее [2, 3]:

- изоляция кабеля в изделиях зарубежных фирм выполняется из резины на основе каучука, пленок и волокнистых материалов;

- в изделиях, разработанных научно-исследовательскими институтами и предприятиями России, на первый слой изоляции накладывается второй из аналогичного или другого изоляционного материала.

Примерно с 1998 г. резко возросло применение кабеля с изоляцией обоих слоев из блоксополимера пропилена с этиленом. В настоящее время во многих компаниях Российской Федерации продолжается практика использования основного кабеля с двухслойной изоляцией из композиции блоксополимера пропилена с этиленом, производителями которых являются «АО «НП «Подольсккабель» (Россия), ООО «Камский кабель» (Россия), «Татнефть-Кабель» (Россия) и др. [2, 3].

В условиях добывающих скважин нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» для скважин нефтяных месторождений Припятского прогиба, эксплуатируемых УЭЦН, применяется кабель, в качестве изоляции токопроводящей медной жилы которого используются полимерные материалы из композиции блоксополимера пропилена с этиленом, марки КППБП и аналогичных, максимально допустимая температура эксплуатации которых составляет $+120\text{ }^{\circ}\text{C}$. Однако в последние годы наблюдается тенденция увеличения количества отказов в работе скважин, эксплуатируемых УЭЦН в осложненных условиях, по причине снижения сопротивления изоляции основного кабеля в районе сродки с кабельным удлинителем, что обусловлено увеличением количества скважин. На основании анализа распределения количества отказов в работе добывающих скважин нефтяных месторождений Беларуси по причине снижения сопротивления изоляции кабельной линии

в районе сротки основного кабеля с кабельным удлинителем по годам построена гистограмма, представленная на рис. 1.

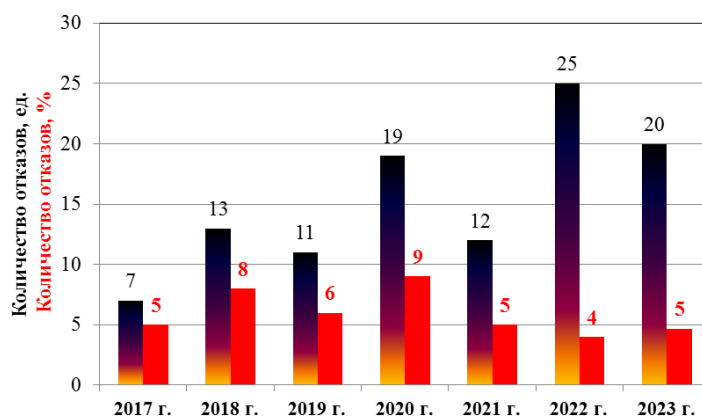


Рис. 1. Распределение количества отказов в работе скважин РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» по причине снижения сопротивления изоляции кабельной линии в районе сротки основного кабеля с кабельным удлинителем по годам

Fig. 1. Annual distribution of the number of failures due to a decrease in insulation resistance of the cable line in the area of the joints

Опыт эксплуатации добывающих скважин, эксплуатируемых с применением УЭЦН, показывает, что во всех случаях прогар изоляции кабеля происходит на расстоянии 60–230 мм от его сротки с кабельным удлинителем. Характер повреждения представлен на рис. 2.



Рис. 2. Изолированные жилы кабеля при снижении сопротивления изоляции в районе сротки с кабельным удлинителем УЭЦН

Fig. 2. Insulated cable cores in case of insulation resistance reduction in the area of connection with the cable extension of the ESP unit

Расчет распределения температуры по стволу скважины показывает, что в большинстве случаев температура жил кабеля в районе сротки не превышает максимально допустимую температуру эксплуатации применяемого кабеля (+120 °С). Применение кабелей с повышенной теплостойкостью (+140 и +150 °С), имеющих дополнительный защитный слой из фторсополимера, на всем фонде скважин УЭЦН экономически нецелесообразно, так как данный вид отказов в работе скважин приходится только на 5 % от всего спущенного в скважины кабельного оборудования. Таким образом, решение данной проблемы требует изучения факторов, влияющих на преждевременный выход из строя кабельной линии в районе сротки и исследования закономерностей деградации изолирующего материала – композиции блоксополиме-

ра пропилена с этиленом, что обеспечит разработку технологически и экономически обоснованных подходов к выбору компоновок кабельных линий УЭЦН для разных условий эксплуатации. Анализ литературных данных показывает, что данная проблема актуальна не только для РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», но и для многих зарубежных компаний [10–12].

Цель работы. Оценка технического состояния полимерной изоляции жил кабеля УЭЦН из блоксополимера пропилена с этиленом в процессе эксплуатации в условиях нефтедобывающих скважин и определение факторов, влияющих на его эксплуатационную надежность.

Объекты и методы испытаний. В качестве объекта испытаний выбрана композиция блоксополимера пропилена с этиленом, применяемая в качестве полимерной изоляции медных жил основного кабеля, промышленно используемого в условиях нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», максимально допустимая температура эксплуатации которого согласно техническим условиям (ТУ) завода-производителя составляет +120 °С. В процессе эксплуатации кабельной линии в скважинных условиях сrostка основного кабеля и кабельного удлинителя может находиться как в газовой среде, так и в среде газонасыщенной нефти, в связи с чем исследования склонности к набуханию кабельной изоляции проведены для двух сред и включали определение типа полимерной изоляции; оценку изменения структуры полимерной изоляции кабеля после испытаний; определение механических характеристик кабеля до и после испытаний.

Тип полимера изоляции кабеля и структура полимера определялись для каждого слоя полимерной изоляции с применением ИК-Фурье спектрометра «Agilent Cary 630» в соответствии с требованиями ГОСТ 57941. Порядок проведения исследований:

- получение ИК-спектра материала изоляции образца нового кабеля (базовый ИК-спектр), идентификация материала;
- получение ИК-спектров материала изоляции кабеля, подвергнутого воздействию скважинной среды при заданных давлении и температуре;
- оценка изменения ИК-спектра в сравнении с базовым.

Для проведения испытаний полимерной изоляции кабеля в условиях, моделирующих скважинные, Белорусским научно-исследовательским и проектным институтом нефти (БелНИПИнефть) разработана собственная методика. Целью методики являлась оценка склонности полимерной изоляции кабеля к набуханию (увеличению объема) в скважинной среде при воздействии давления и температуры. В качестве рабочей среды использовались газонасыщенная нефть или попутно добываемый газ, отобранные непосредственно с устья добывающей скважины Барсуковского нефтяного месторождения, в условиях эксплуатации которой выявлены неоднократные случаи снижения сопротивления изоляции кабеля в районе сrostки с кабельным удлинителем УЭЦН. Отбор проб нефти проводился в герметичные жидкостные контейнеры проточного типа КЖ-302, объемом 800 см³. Для исследования склонности полимерной изоляции кабеля к набуханию в газовой среде проводился отбор проб попутного нефтяного газа в контейнер для газа объемом 20 л. Содержимое контейнеров использовалось однократно для проведения испытаний образцов кабеля.

До начала испытаний образцы кабеля освобождались от внешних покровов – металлической брони, тканевой оплетки (медная жила оставалась в полимерной изоляции). Длина образцов для испытаний составляла не менее 150 мм. Каждую жилу с полимерной изоляцией взвешивали на аналитических весах с точностью до 0,0001 г. С применением штангенциркуля измеряли длину каждой жилы кабеля вдоль направляющей по окружности в пяти точках с точностью до 0,01 мм. С применением микрометра измеряли наружный диаметр жилы кабеля с полимерной изоляцией в пяти

точках по двум взаимно перпендикулярным направлениям с точностью до 0,001 мм (всего выполнялось десять замеров), определяли среднеарифметическое значение. С применением режущего инструмента удаляли полимерную изоляцию каждой жилы с одной из торцевых частей кабеля на участке длиной 200 мм. С применением микрометра измеряли диаметр каждой медной жилы в двух точках по двум взаимно перпендикулярным направлениям с точностью 0,001 мм (всего проводили четыре замера), определяли среднеарифметическое значение. На основании проведенных измерений определяли фактическую толщину полимерного слоя изоляции; массу полимерной изоляции; объем полимерной изоляции кабеля.

Перед испытанием концы образцов изолированных жил кабеля герметизировались термостойкими колпачками с применением маслобензостойкого силиконового герметика с максимально допустимой температурой эксплуатации не менее +300 °С, чтобы воздействие скважинной жидкости было только со стороны внешнего слоя изоляции. Одновременно испытания проводились на двух образцах от каждого участка кабеля. Образцы размещали в специальном держателе на расстоянии не менее 20 мм друг от друга, чтобы они не касались друг друга, стенок и герметизирующих крышек контейнера. Подготовленные образцы устанавливались в держателе и размещались в металлическом контейнере «Vinci Technologies». Испытания проводились при температуре рабочей среды равной +70, +90 и +120 °С. Для среды газонасыщенной нефти проведены дополнительные испытания при температуре +110 °С. Все испытания проводились при давлении 5 МПа, что соответствует среднему показателю условий эксплуатации кабеля. Время выдержки в термостате принято одинаковым для всех испытаний – 48 ч. Испытания проводились в соответствии с требованиями ГОСТ 25018. По истечении времени термостатирования контейнер с образцами извлекали из термостата и охлаждали на воздухе, затем стравливали избыточное давление, жидкость сливали и извлекали образцы. Температура жидкой среды после охлаждения составляла 25 ± 10 °С. После охлаждения образцы протирались фильтровальной бумагой или тканью, смоченной в бензине, и оставлялись на «отдых». «Отдых» образцов после воздействия составлял 3 ч, избегая попадания прямых солнечных лучей. По окончании эксперимента образцы осматривались, визуально оценивалось изменение внешнего вида и размеров, взвешивались. На основании проведенных измерений определяли фактическую толщину полимерного слоя изоляции; отклонение фактической толщины изоляции после испытаний от аналогичного показателя до испытаний; массу и объем полимерной изоляции; оценивали изменение толщины, массы и объема полимерной изоляции после испытаний в условиях, моделирующих скважинные.

Механические испытания полимерной изоляции кабеля проводились в аккредитованной лаборатории «Института механики металлополимерных систем имени В. А. Белого Национальной академии наук Республики Беларусь» и включали определение пределов пластичности и прочности; определение твердости по Шору.

Результаты. По совпадению волновых чисел: 2951 см^{-1} (валентное асимметричное колебание радикала $-\text{CH}_3$), 2916 см^{-1} (валентное асимметричное колебание радикала $-\text{CH}_2-$), 2868 см^{-1} (валентное симметричное колебание радикала $-\text{CH}_3$), 2837 см^{-1} (валентное симметричное колебание радикала $-\text{CH}_2-$), 1457 см^{-1} (деформационное колебание радикала $-\text{CH}_2-$), 1375 см^{-1} (деформационное колебание радикала $-\text{CH}_3$), 1166 см^{-1} (обертон деформационного колебания радикала $-\text{CH}_3$), 997 см^{-1} (маятниковые колебания метиленовых групп $-\text{CH}_2-$), 972 см^{-1} (маятниковые колебания радикала $-\text{CH}_3$), 840 см^{-1} (валентно-деформационное колебание радикала $-\text{CH}_2-$), материал исследуемой кабельной изоляции идентифицирован как полипропилен (рис. 3). Существуют различные марки блоксополимера пропилена с этиленом, т. е. различ-

ные производители могут использовать разную полимерную изоляцию при одинаковом общем названии.

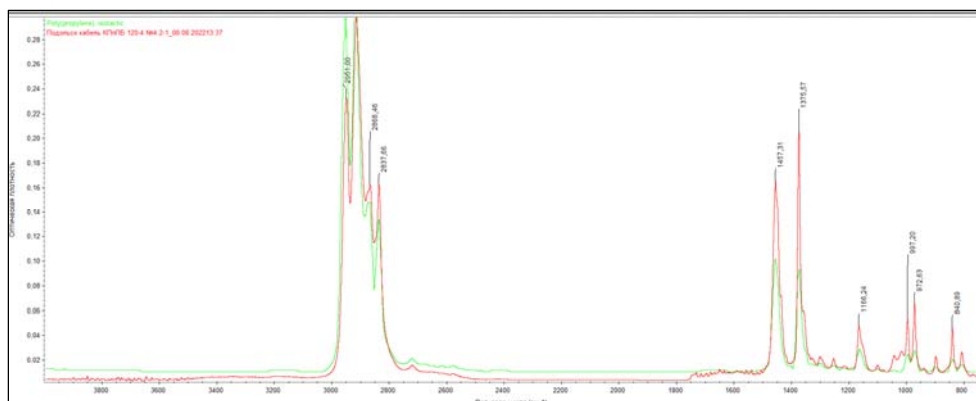


Рис. 3. ИК-Фурье спектры: красный спектр – материал изоляции кабеля; зеленый спектр – библиотечный спектр полипропилена

Fig. 3. IR-Fourier spectra: red spectrum – cable insulation material; green spectrum – library spectrum of polypropylene

Влияние попутно добываемого газа добывающих скважин нефтяных месторождений на деградацию полимерной изоляции кабеля из композиции блоксополимера пропилена с этиленом. Состояние кабеля до и после испытаний приведено на рис. 4.

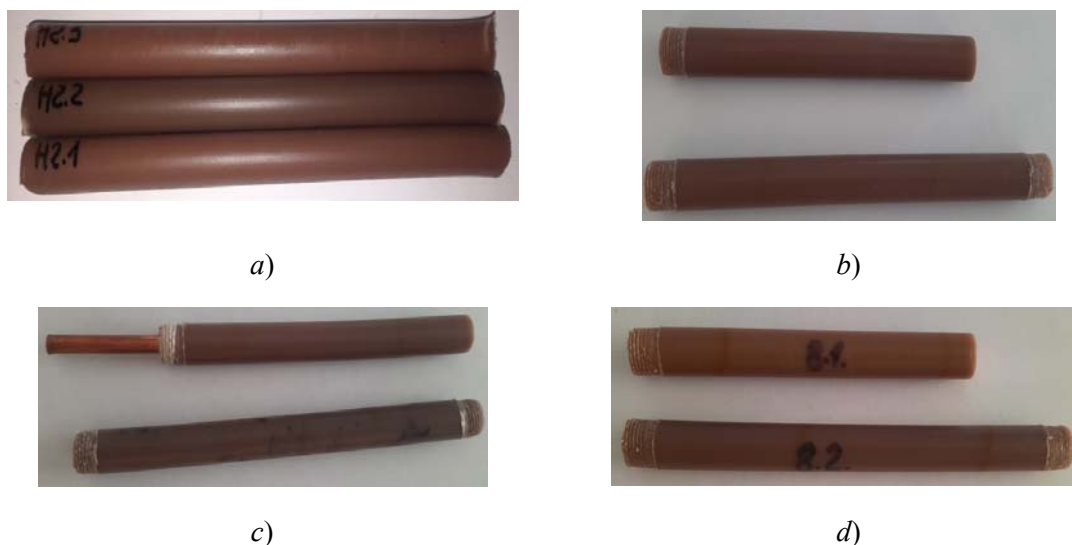


Рис. 4. Состояние полимерной изоляции жил кабеля:

a – до испытаний; *b* – после испытаний в среде попутно добываемого газа при температуре +70 °С; *c* – после испытаний в среде попутно добываемого газа при температуре +90 °С; *d* – после испытаний в среде попутно добываемого газа при температуре +120 °С

Fig. 4. Cable polymer insulation state:

a – before tests; *b* – after tests in associated gas medium at +70 °С; *c* – after tests in associated gas medium at +90 °С; *d* – after tests in associated gas medium at +120 °С

Как видно из рис. 4, выявлено незначительное изменение цвета, что является допустимым согласно ТУ завода-производителя; визуально различимое изменение объема полимерной изоляции не выявлено; расслоение двухслойной изоляции отсутст-

вует. После обработки результатов испытаний установлено, что независимо от температуры испытаний, увеличение объема полимерной изоляции кабеля в среде попутно добываемого газа не превышает 3 %, что значительно ниже регламентированных предельных значений согласно ТУ (15 %). Коэффициент сорбции составляет 0,04–0,05 г/см³, при этом изменения данного показателя в диапазоне температур +70... +120 °С не происходит.

Сравнительный анализ ИК-спектров материала изоляции до и после тестов на набухание в попутном нефтяном газе показал отсутствие видимых изменений ИК-спектров материала, испытанного при температурах +70, +90 и 120 °С (рис. 5). По результатам сравнительного анализа в проведенных условиях испытаний можно сделать вывод о том, что попутный нефтяной газ в скважинных термобарических условиях не оказывает химического влияния на состояние материала изоляции кабеля.

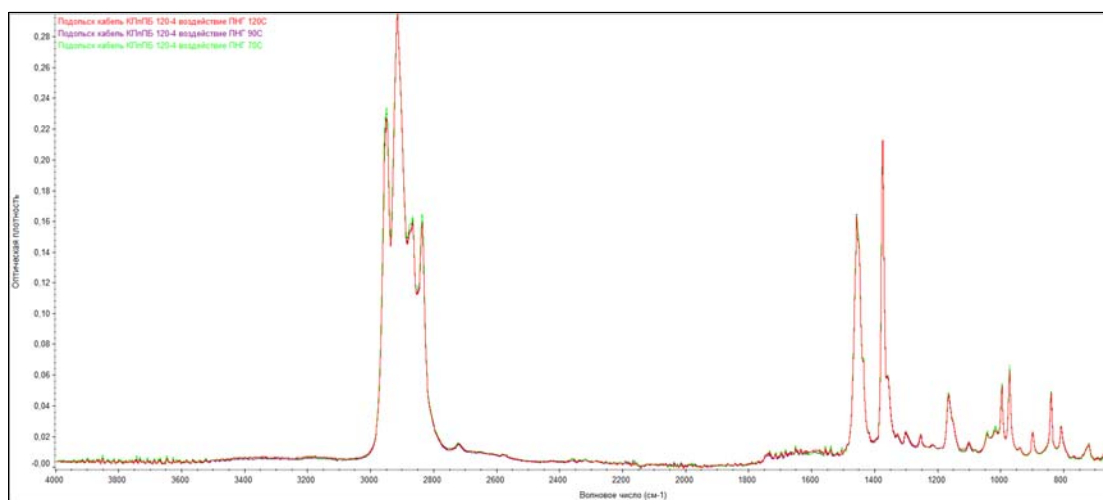


Рис. 5. ИК-Фурье спектры материала изоляции кабеля после испытаний в среде попутного нефтяного газа при различных температурах:
красный – при температуре +70 °С; фиолетовый – при температуре +90 °С;
зеленый – при температуре +120 °С

Fig. 5. IR-Fourier spectrums of cable insulation material after testing in associated petroleum gas at different temperatures:
red – at +70 °С; violet – at +90 °С; green – at +120 °С

Исследование механических характеристик также показало отсутствие существенных изменений основных показателей полимерной изоляции жил кабеля после воздействия попутно добываемого газа при температурах испытаний, не превышающих максимально допустимую температуру эксплуатации кабеля (+70, +90, +120 °С). Увеличение предела прочности и предела текучести не превышает 4 %, значения не выходят за допустимые значения 25±5 МПа, при этом твердость по Шору (D) остается практически неизменной и составляет около 60 ед.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в условиях воздействия попутно добываемого газа полимерная изоляция кабеля из композиции блоксополимера пропилена с этиленом не склонна к значительной деградации при температурах, не превышающих максимально допустимую температуру эксплуатации, изменения в структуре материала не происходят. Следовательно, длительная эксплуатация в скважинных условиях при воздействии попутно добываемого нефтяного газа при температуре до +120 °С не приведет к преждевременным отказам ввиду снижения сопротивления изоляции. Исследования случаев отказов в скважинных условиях подтверждают по-

лученные результаты. Как правило, отказы происходили при нахождении сростки кабеля с кабельным удлинителем под динамическим уровнем жидкости в скважине – в среде газонасыщенной нефти.

Влияние газонасыщенной нефти добывающих скважин нефтяных месторождений на деградацию полимерной изоляции кабеля из композиции блоксополимера пропилена с этиленом. Состояние полимерной изоляции кабеля после проведенных испытаний в среде газонасыщенной нефти представлено на рис. 6.



Рис. 6. Состояние полимерной изоляции кабеля после испытаний в среде газонасыщенной нефти при разной температуре:
a – при температуре +70 °C; *b* – при температуре +90 °C; *c* – при температуре +110 °C; *d* – при температуре +120 °C

Fig. 6. Cable polymer insulation state after tests in gas-saturated oil environment at different temperatures:
a – at +70 °C; *b* – at +90 °C; *c* – at +110 °C; *d* – at +120 °C

Изменения в полимерной изоляции кабеля выявлены уже при температуре +70 °C, однако при данной температуре изменение регламентированного показателя (изменение объема полимерной изоляции) составляет менее 6 % и не превышает допустимого значения (15 %). Существенные изменения полимерной изоляции кабеля выявлены после испытаний при температуре +120 °C – произошла пластификация изоляции, расслоение изоляции и значительное увеличение объема полимерной изоляции до 30 %, несмотря на тот факт, что +120 °C является длительно допустимой рабочей температурой данного вида кабеля. Проведенные исследования показали, что в среде газонасыщенной нефти, в отличие от среды попутно добываемого газа, с увеличением температуры от +70 до +120 °C наблюдается увеличение коэффициента сорбции от 0,1 до 0,4 г/см³. График, отражающий зависимость набухания изоляции от температуры испытаний, представлен на рис. 7. Из графика видно, что фактически допустимая температура нагрева полимерной изоляции составляет +110 °C вместо заявленной +120 °C.

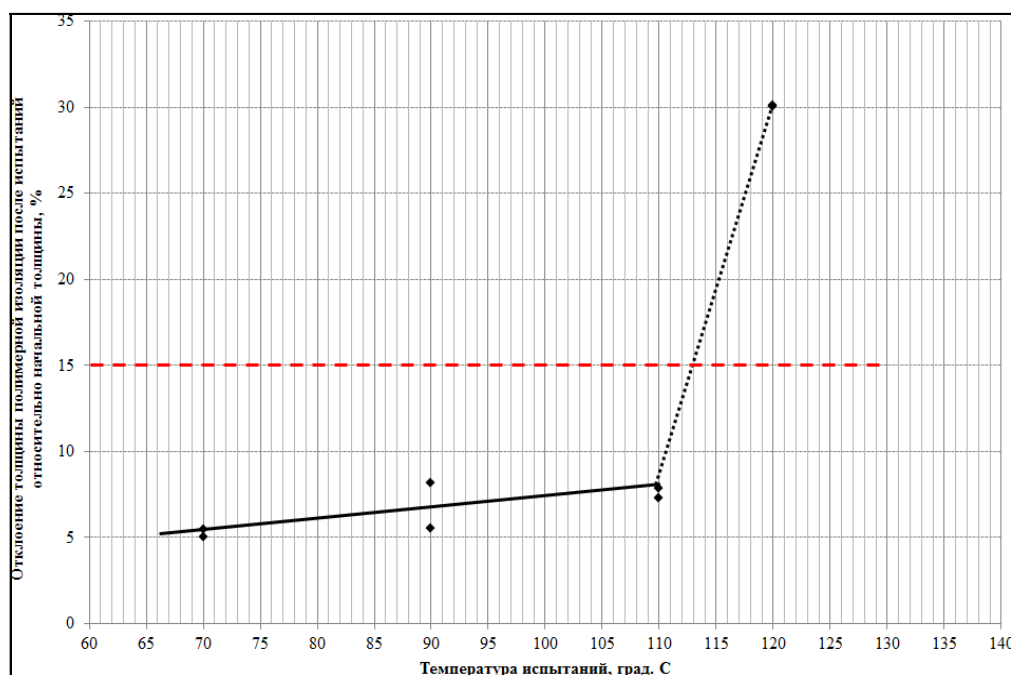


Рис. 7. Изменение объема полимерной изоляции кабеля в среде газонасыщенной нефти при изменении температуры

Fig. 7. Volume change of polymer cable insulation in gas-saturated oil environment with temperature change

С целью оценки изменения состояния изоляции кабеля, после проведения испытаний в среде газонасыщенной нефти, получены ИК-спектры материала изоляции, подвергнувшегося воздействию газонасыщенной нефти под давлением 5 МПа при различных температурных режимах (+70, +90, +120 °C). Сравнительный анализ ИК-спектров материала изоляции до и после испытаний в газонасыщенной нефти показал отсутствие изменений ИК-спектров внешнего и внутреннего слоев полимерной изоляции жил кабеля, испытанной при температурах +70 и +90 °C (рис. 8); изменение ИК-спектра внешнего слоя полимерной изоляции кабеля при температуре +120 °C (рис. 8), а именно: заметное повышение уровня базового «шума» оптической плотности сигнала в области $1700\text{--}600\text{ см}^{-1}$; пикообразное повышение спектра в области 1600 см^{-1} (волновое число 1600 см^{-1} характеризует валентное колебание двойной связи углерод-углерод в ароматическом кольце). Регистрация пика в области 1600 см^{-1} позволяет сделать вывод о физическом взаимодействии материала изоляции с ароматическими углеводородами нефти. Кроме того, согласно литературным данным, ароматические соединения являются растворителями для идентифицированного материала изоляции (полипропилена) [13]. С целью определения фактической максимально допустимой температуры эксплуатации кабеля с изоляцией из блоксополимера пропилена с этиленом проведен эксперимент при температуре +110 °C и давлении 5 МПа. При указанной температуре изменение объема не превышает 8 %, коэффициент сорбции составляет $0,2\text{ г/см}^3$. Дальнейшие исследования ИК-Фурье спектра показали отсутствие изменений в структуре изоляции, что позволяет сделать заключение, что фактически максимально допустимая температура эксплуатации изоляции из блоксополимера пропилена с этиленом составляет +110 °C.

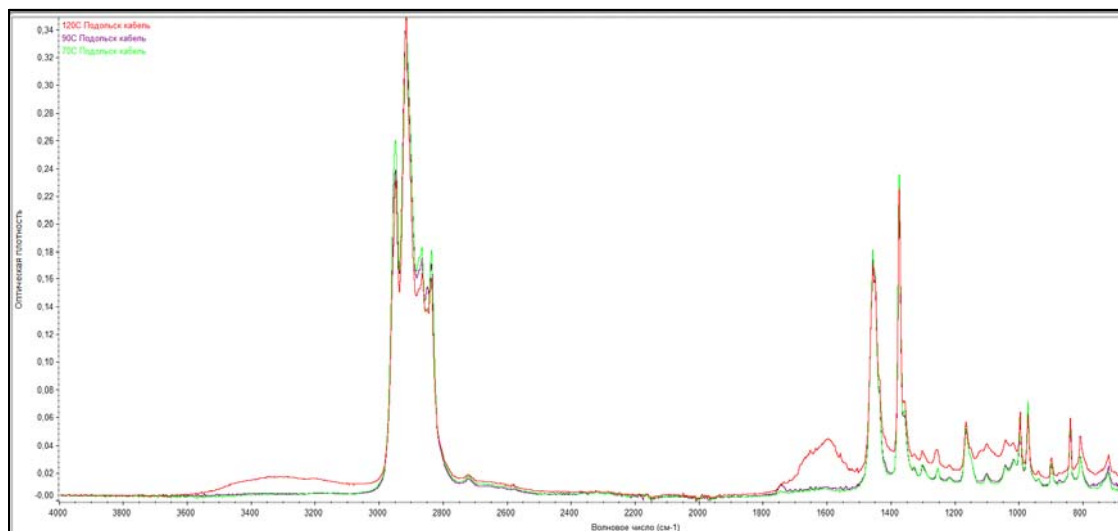


Рис. 8. ИК-Фурье спектры полимерной изоляции кабеля после испытаний в среде газонасыщенной нефти при разных температурах:
красный – при температуре +120 °С; фиолетовый – при температуре +90 °С;
зеленый – при температуре +70 °С

Fig. 8. IR-Fourier spectrums of polymer cable insulation after testing in gas-saturated oil environment at different temperatures:
red – at +120 °C; violet – at +90 °C; green – at +70 °C

Дополнительно для оценки влияния ароматических соединений на материал изоляции был проведен эксперимент по склонности к набуханию изоляции в среде толуола при температуре +90 °С в течение 24 ч, в результате чего зафиксировано существенное набухание материала изоляции. Далее был получен спектр взаимодействия полипропилена и ароматического углеводорода (толуол), отмечено повышение оптической плотности в области 1600 см^{-1} (волновое число, характеристичное для ароматического кольца). По истечении семи суток повторно был снят ИК-спектр данного образца. Повышение в области 1600 см^{-1} отсутствовало, т. е. ИК-спектр образца вернулся в исходное состояние. Предположительно механизм взаимодействия материала изоляции с газонасыщенной нефтью заключается в том, что ароматические соединения, находящиеся в нефти, нарушают структуру полимера (пикообразное повышение оптической плотности в области 1600 см^{-1}), после чего иные углеводороды, входящие в состав нефти, внедряются в структуру полимера (повышение уровня базового «шума» оптической плотности сигнала в области $1700\text{--}600\text{ см}^{-1}$). Сравнение ИК-спектров материала изоляции после воздействия толуола и газонасыщенной нефти с базовым представлено на рис. 9. В пользу предположения о внедрении углеводородных компонентов в структуру полимера свидетельствует тот факт, что в отличие от экспериментов по изучению влияния чистого толуола, изменение спектра в области 1600 см^{-1} для образца материала изоляции, подвергшегося воздействию газонасыщенной нефти при температуре +120 °С, по истечении времени сохранилось.

Установлено, что структура материала изоляции кабеля нарушается в результате взаимодействия с ароматическими соединениями, находящимися в нефти при температуре +120 °С и выше; предположительно внедрение в структуру полимера углеводородных соединений приводит к необратимым изменениям параметров материала изоляции.

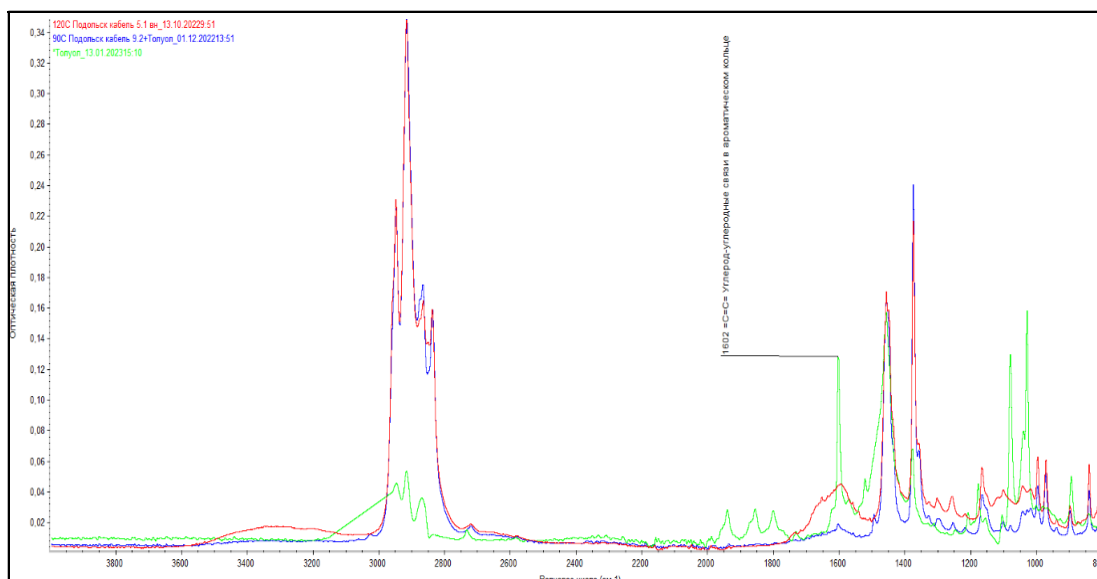


Рис. 9. ИК-Фурье спектры:

красный – полимерной изоляции кабеля после воздействия газонасыщенной нефти при температуре +120 °С; синий – полимерной изоляции кабеля после воздействия толуола при температуре +90 °С; зеленый – ИК-Фурье спектр толуола

Fig. 9. IR-Fourier spectrums: red spectrum – polymer cable insulation after exposure to gas-saturated oil at +120 °C; blue spectrum – polymer cable insulation after exposure to toluene at +90 °C; green spectrum – IR-Fourier spectrum of toluene

Исследование механических характеристик полимерной изоляции кабеля показало, что в отличие от результатов, полученных при испытаниях в среде попутно добываемого газа, наблюдается значительное снижение предела прочности и предела текучести на 15–17 % и 15–21 % соответственно, однако допустимое снижение прочностных характеристик полимерной изоляции кабельной продукции составляет 25 %. Следует отметить значительное снижение твердости по Шору после испытаний при температуре +120 °С (41 %). Установлено, что наблюдается общая тенденция снижения предела текучести после лабораторных испытаний при воздействии температуры, что характерно для полимерных материалов в среде углеводородов, оказывающих пластифицирующее действие. Наибольшее ухудшение механических характеристик полимерной изоляции кабеля в среде газированной нефти наблюдается при температуре +120 °С.

Таким образом, можно сделать заключение, что эксплуатация кабеля в среде газонасыщенной нефти приводит к пластификации и увеличению объема полимерной изоляции жил кабеля, причем скорость деградации увеличивается с ростом температуры эксплуатации. Необходимо подчеркнуть, что несмотря на то, что согласно ТУ максимально допустимая температура кабеля с полимерной изоляцией кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом принята +120 °С, фактическая максимальная температура эксплуатации составляет не более +110 °С. Опыт эксплуатации скважин в условиях добывающих скважин нефтяных месторождений Беларуси показывает, что длительная безаварийная эксплуатация (более двух лет), с учетом растягивающих и изгибающих нагрузок в процессе эксплуатации, без дополнительной защиты возможна при температуре эксплуатации в среде газонасыщенной нефти при температуре не более +80 °С.

Заключение. На основании проведенных испытаний установлены следующие закономерности:

– полимерная изоляция кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом в среде газонасыщенной нефти в диапазоне температур от +70 до +120 °С склонна к набуханию, при этом при температуре +120 °С нарушается структура полимерной изоляции в результате взаимодействия с ароматическими соединениями, находящимися в нефти. Внедрение в структуру полимера углеводородных соединений приводит к необратимым изменениям параметров материала изоляции, включая прочностные характеристики;

– попутный нефтяной газ не оказывает влияния, способного снизить эксплуатационную надежность кабеля, на характеристики полимерной изоляции кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом в диапазоне температур от +70 до +120 °С, включая прочностные характеристики;

– для всех образцов кабеля с увеличением температуры испытаний прочностные характеристики снижаются, однако существенное снижение выявлено только при испытании в среде газонасыщенной нефти.

В целом можно сделать вывод об одновременном влиянии среды и температуры на прочностные характеристики полимерной изоляции кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом, в результате воздействия которых происходит термодиффузионная и термомеханическая деградация полимерной изоляции кабеля. Установленные закономерности положены в основу методики подбора компоновок кабельных линий УЭЦН, разработанной для условий нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Согласно методике выбор длины основного кабеля с полимерной изоляцией из блоксополимера пропилена с этиленом должен осуществляться таким образом, чтобы выполнялось одновременно два условия: расчетная температура жилы кабеля на глубине сработки основного кабеля и кабельного удлинителя не должна превышать + 80 °С (с учетом запаса на длительную эксплуатацию в течение не менее 2 лет), сработка должна находиться в газовой среде над расчетным динамическим уровнем.

Литература

1. Попкова, Ю. И. Опыт РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» по эксплуатации подземного оборудования добывающих скважин, осложненных коррозией / Ю. И. Попкова // Инженерная практика. – 2020. – № 4. – С. 36–43.
2. Агеев, Ш. Р. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение : энциклопед. справ. / Ш. Р. Агеев, Е. Е. Григорян, Г. П. Макиенко. – Пермь : Пресс-Мастер, 2007. – 648 с.
3. Шарипов, С. Ш. Организация эксплуатации и ремонта установок электроцентробежных насосов в нефтедобывающей отрасли / С. Ш. Шарипов, Ф. Ш. Забиров, В. Г. Акшенцев. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2019. – 728 с.
4. Ивановский, В. Н. Анализ современного состояния и перспектив развития скважинных насосных установок для добычи нефти / В. Н. Ивановский // Территория Нефтегаз. – 2007. – № 11. – С. 36–47.
5. Попкова, Ю. И. Опыт РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» по эксплуатации подземного оборудования добывающих скважин, осложненных коррозией / Ю. И. Попкова // Инженерная практика. – 2020. – № 4. – С. 36–43.
6. Аблеев, Р. И. Оценка эксплуатационной стойкости полимерных материалов, применяемых в технологиях нефтегазодобычи / Р. И. Аблеев, Р. И. Волошин, Р. Н. Гимаев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 6. – С. 366–386.
7. Месенжик, Я. З. Кабели для нефтегазовой промышленности / Я. З. Месенжик. – Ташкент : ФАН, 1972. – 274 с.

8. Буренков, А. Е. Разработка и качество кабелей для УЭЦН : техн. сб. / А. Е. Буренков, Г. П. Макиенко, В. Г. Савченко. – Пермь : Стиль-МГ, 2001. – 178 с.
9. Макиенко, Г. П. Кабели и провода, применяемые в нефтегазовой индустрии / Г. П. Макиенко. – Пермь : Стиль-МП, 2004. – 521 с.
10. Ласуков, А. А. Анализ причин преждевременных отказов при эксплуатации УЭЦН в пластах группы ЮС Восточно-Сургутского месторождения и методы борьбы с ними / А. А. Ласуков // Науки о Земле. – 2015. – № 16. – С. 71–76.
11. Результаты опытно-промышленных испытаний погружных кабельных линий из термокоррозионностойкого алюминиевого сплава ТАС в ООО «Газпромнефть-Хантос» / А. А. Шущаков, А. Ф. Галеев, Н. М. Катрич [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 76–78.
12. Горланов, С. Ф. Основные итоги и задачи в области повышения надежности УЭЦН / С. Ф. Горланов // Инженерная практика. – 2011. – № 5. – С. 7–11.
13. Катаев, В. М. Справочник по пластическим массам / В. М. Катаев, В. А. Попов, Б. И. Сажин. – М. : Химия, 1975. – 448 с.

References

1. Popkova Yu. I. Experience of RUE Production Association «Belorusneft» in operation of underground equipment of production wells complicated by corrosion. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2020, no. 4, pp. 36–43 (in Russian).
2. Ageev SH. R., Grigoryan E. E., Makienko G. P. *Russian installations of vane pumps for oil production and their applications. Encyclopedic reference book*. Perm', Press-Master Publ., 2007. 648 p. (in Russian).
3. Sharipov S. SH., Zabiroy F. SH., Akshentsev V. G. *Organization of operation and repair of electric centrifugal pump units in the oil industry*. Ufa, UGNTU, 2019. 728 p. (in Russian).
4. Ivanovskii V. N. Analysis of the current state and prospects of development of submersible pumping units for oil production. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2007, no. 11, pp. 36–47 (in Russian).
5. Popkova YU. I. Experience of RUE «Production Association «Belorusneft» in operation of underground equipment of production wells complicated by corrosion. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2020, no. 4, pp. 36–43 (in Russian).
6. Ableev R. I., Voloshin R. I., Gimaev R. N. Assessment of operational durability of polymeric materials used in oil and gas production technologies. *Neftegazovoe delo = Oil and gas engineering*, 2011, no. 6, pp. 366–386 (in Russian).
7. Mesenzhik YA. Z. *Cables for oil and gas industry*. Tashkent, FAN Publ., 1972, 274 p. (in Russian).
8. Burenkov A. E., Makienko G. P. *Development and quality of cables for ESP installations*. Perm', Stil'-MG Publ., 2001, 178 p. (in Russian).
9. Makienko G. P. *Cables and wires used in the oil and gas industry*. Perm', Stil'-MG Publ., 2004, 521 p. (in Russian).
10. Lasukov A. A. Analysis of the causes of premature failures during ESP operation in the South-South reservoirs of the East Surgutskoye field and methods of combating them. *Nauki o Zemle = Earth Sciences*, 2015, no. 16, pp. 71–76 (in Russian).
11. Shushakov A. A., Galeev A. F., Katrich N. M., Sarapulov N. P., Suleimanov A. G., Sashin I. A. Results of pilot field tests of submersible cable lines made of thermocorrosion-resistant aluminum alloy TAS at Gazpromneft-Khantos LLC. *Neftyanoe khozyaistvo = Petroleum industry*, 2015, no. 12, pp. 76–78 (in Russian).
12. Gorlanov S. F. Main results and tasks in the field of ESP unit reliability improvement. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2011, no. 5, pp. 7–11 (in Russian).
13. Kataev V. M., Popov V. A., Sazhin B. I. *Handbook of plastic masses*. Moscow, Chemistry Publ., 1975. 448 p. (in Russian).

Информация об авторах

Попкова Юлия Ивановна – кандидат технических наук, ведущий инженер-технолог отдела техники и технологии добычи нефти и исследования скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ул. Книжная, 15Б, 246003, г. Гомель, Республика Беларусь). E-mail: u.popkova@beloil.by

Петрикевич Павел Александрович – начальник отдела техники и технологии добычи нефти и исследования скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ул. Книжная, 15Б, 246003, г. Гомель, Республика Беларусь). E-mail: petrikevich@beloil.by

Аммон Александр Александрович – химик 1 категории отдела аналитических исследований. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ул. Книжная, 15Б, 246003, г. Гомель, Республика Беларусь). E-mail: a.ammon@beloil.by

Латицкий Игорь Федорович – инженер-технолог 1 категории отдела аналитических исследований. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ул. Книжная, 15Б, 246003, г. Гомель, Республика Беларусь). E-mail: i.lapitsky@beloil.by

Information about the authors

Popkova Yuliya – Ph.D. of Engineering Sciences, leading engineer-technologist of the Oil Production and Well Research Engineering and Technology Department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: u.popkova@beloil.by

Petrikevich Pavel – head of Oil Production and Well Research Engineering and Technology Department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: petrikevich@beloil.by

Ammon Aleksander – chemist of the Analytical Research Department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: a.ammon@beloil.by

Lapitskiy Igor – engineer-technologist of the Analytical Research Department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: i.lapitsky@beloil.by

Поступила в редакцию 28.10.2024

УДК 550.84.08

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ НЕТРАДИЦИОННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ОТЛОЖЕНИЙ I–III ПАЧКИ РЕЧИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В. С. ДАЛБА¹, Е. Н. ХОДЬКОВ², А. А. ЦАГЕЛЬНИК²

¹*Государственное предприятие «НПЦ по геологии»
Филиал «Институт геологии», г. Минск, Республика Беларусь*

²*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Описан порядок проведения и результаты исследований в лабораторных условиях по моделированию остаточной водонасыщенности на примере нетрадиционных пород-коллекторов из отложений елецко-петриковского возраста (D3el-D3(ptr)) (I–III пачки) Речицкого месторождения. Показаны преимущества и недостатки в определении количественного содержания пластовой воды косвенными методами (центрифугирования, полупроницаемой мембраны) и прямым методом (дистилляционно-экстракционным). Достоверное определение количественного содержания пластовой воды при геологоразведочных работах, а также разработка нетрадиционных пород-коллекторов входит в число актуальных задач, решение которых обеспечивает высокую оценку надежности запасов углеводородов.

Ключевые слова: остаточная водонасыщенность, елецко-петриковские отложения, экстрагирование, центрифугирование, полупроницаемая мембрана.

Для цитирования: Далба, В. С. Определение остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях нетрадиционных пород-коллекторов отложений I–III пачки Речицкого месторождения / В. С. Далба, Е. Н. Ходьков, А. А. Цагельник // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 100–107.

DETERMINATION OF RESIDUAL WATER SATURATION IN LABORATORY CONDITIONS OF UNCONVENTIONAL RESERVOIR ROCKS OF DEPOSITS OF THE I–III PACK OF THE RECHITSKY FIELD

V. S. DALBA¹, E. N. KHODKOV², A. A. CAGELNIK²

¹*State Enterprise "Research and Production Center of Geology"
Branch "Institute of Geology", Minsk, the Republic of Belarus*

²*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE "Production Association "Belorusneft", Gomel*

Annotation. The procedure and results of laboratory studies on modeling residual water saturation are described using the example of unconventional reservoir rocks from Yeletsco-Petrikovsky deposits (D3el-D3(ptr)) (I–III pack) of the Rechitsky field. The advantages and disadvantages of determining the quantitative content of reservoir water by indirect methods (centrifugation, semi-permeable membrane) and direct method (distillation-extraction) are shown. Reliable determination of the quantitative content of reservoir water during geological exploration, as well as the development of unconventional reservoir rocks, are among the urgent tasks, the solution of which provides a high assessment of the reliability of hydrocarbon reserves.

Keywords: residual water saturation, Yeletsco-Petrikovsky deposits, extraction, centrifugation, semipermeable membrane.

For citation. Dalba V. S., Khodkov E. N., Cagelnik A. A. Determination of residual water saturation in laboratory conditions of unconventional reservoir rocks of deposits of the I–III pack of the Rechitsky field. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 100–107 ((in Russian).

Введение. Формирование залежи углеводородов сопровождается вытеснением поровой (пластовой) воды углеводородной фазой, при этом часть воды остается в порах горной породы вследствие действия поверхностно-молекулярных и капиллярных сил [1]. Пластовую воду, содержащуюся вместе с нефтью или газом в залежи после ее формирования, в петрофизике называют остаточной водой и характеризуют величиной остаточной водонасыщенности, или остаточного водосодержания [2].

Характерная особенность нетрадиционных пород-коллекторов из отложений елецко-петриковского возраста (D3el-D3(ptr)) I–III пачки Речицкого месторождения заключается в том, что значительная часть открытого пустотного пространства занята остаточной водой.

В настоящее время отложения I–III пачек являются наиболее полно охарактеризованными и всесторонне изученными (имеется большое количество научных работ и публикаций, посвященных данной проблематике) [3]. Особую значимость этим отложениям придаёт их уникальный статус: на сегодняшний день они остаются единственным нетрадиционным резервуаром в регионе с подтверждённой промышленной нефтегазоносностью [4].

Данные о количественном содержании остаточной водонасыщенности при разведке и разработке нетрадиционных пород-коллекторов позволяют обеспечить корректную оценку исходных значений для дальнейшего подсчета запасов нефти.

В лабораторных условиях для оценки остаточного водосодержания существуют прямые и косвенные методы. Прямые методы основаны на непосредственном измерении количества извлеченной поровой воды из образцов керна путем её экстрагирования органическим растворителем, например, толуолом, метанолом и др. [5]. Косвенные методы предусматривают определение остаточной воды после тщательной экстракции образца породы растворителями (толуолом, бензолом и т. д.), сушки при постоянной температуре, насыщения его флюидом (пластовой либо дистиллированной водой) с последующим моделированием остаточной водонасыщенности с применением методов центрифугирования, полупроницаемой мембраны или капиллярной вытяжки [6, 7].

Для определения величины остаточной неснижаемой водонасыщенности отложений D3el-D3(ptr) горизонтов I–III пачки Речицкого месторождения на образцах породы проводились лабораторные исследования двумя косвенными методами (центрифугирования, полупроницаемой мембраны) и одним прямым методом (дистилляционно-экстракционным). Следует учесть, что каждый из методов имеет ограничения из-за сильной дифференцированности по разрезу рассматриваемых отложений и слоисто-неоднородного строения образцов горной породы, отбираемых для исследований [3].

Цель работы. Выявление преимуществ и недостатков лабораторных методов при определении количественного содержания пластовой воды в образцах керна применительно к нетрадиционным породам Речицкого месторождения.

Определение остаточной водонасыщенности методом капилляриметрии с использованием полупроницаемой мембраны. Исследования выполнялись в соответствии с ОСТ 39-204-86 «Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления» на групповом капилляриметре ПИК-ГГК.

Метод заключается в измерении содержания воды в капилляриметрической установке с полупроницаемой мембраной при вытеснении воды из образца газом. Образ-

цы породы, высушенные до постоянной массы, взвешиваются на аналитических весах (m_1). Далее их насыщают раствором, моделирующим пластовую воду, и затем повторно взвешивают (m_2). По полученным данным, зная плотность воды, определяется полная водонасыщенность образца – $K_{в100\%}$ (ед. объема) [см. формулу (1)]:

$$K_{в100\%} = m_2 - m_1. \quad (1)$$

На подготовленную и установленную в капилляриметр мембрану помещаются образцы керна. В бюретке, установленной на выходе капилляриметра для индикации процесса вытеснения жидкости, устанавливается нулевой уровень и подается давление вытеснения, близкое к давлению прорыва для данной полупроницаемой мембраны (до 1,38 МПа). Вытеснение воды из образца осуществляется давлением несмачивающего флюида (газа). Давление поддерживается до тех пор, пока мениск в бюретке не стабилизируется. После этого образцы вынимаются, взвешиваются и определяется масса образцов с остаточной водой $K_{\text{в}}$. На основании полученных данных, вычисляется коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{\text{о.в}}$ образцов [см. формулу (2)]:

$$K_{\text{о.в}} = \frac{K_{\text{в}}}{K_{в100\%}}. \quad (2)$$

Определение остаточной водонасыщенности методом центрифугирования. Исследования выполнялись в соответствии с ОСТ 39-204-86 на рефрижераторной петрофизической центрифуге RC-4500 (Vinci technologies) [4].

Метод измерения остаточной водонасыщенности образца горной породы с использованием центрифуги основан на вытеснении подвижного флюида из образца горной породы. Образец подвергается воздействию давления (перепад давления до 1,8 МПа) при вращении образца в роторе центрифуги с заданной постоянной скоростью в течение определенного времени, необходимого для стабилизации значений насыщения флюидом образца. Вытеснение воды из образца осуществляется центробежной силой. Видеосистема захвата изображения отслеживает в режиме реального времени положения (координаты) границы раздела фаз в кювете, находящейся в кернодержателе с образцом. По окончании цикла фиксируется объем вышедшего из образца воды.

Определение остаточной водонасыщенности дистиляционно-экстракционным методом. Определение остаточной водонасыщенности выполнялось прямым (дистиляционно-экстракционным) методом на аппарате Закса ВН-2.

Аппарат состоит из четырех частей: стеклянной круглодонной колбы, ловушки со шкалой, обратного стеклянного холодильника и воронки Шотта [8]. Колба, ловушка и холодильник соединяются между собой при помощи шлифов, затем собранный аппарат размещается на колбонагревателе.

Принцип работы аппарата Закса следующий: в колбу наливают до половины растворитель (толуол), затем устанавливают воронку Шотта с предварительно взвешенным образцом в горловину колбы и собирают весь прибор. Установив циркуляцию воды в холодильнике, включается подогрев колбонагревателя. По мере закипания растворителя, попавшая в колбу вода, содержащаяся в порах образца вместе с толуолом, поднимаются в холодильник, где происходит их конденсация. Конденсат воды, вытесняя толуол вследствие большего удельного веса, скапливается в нижней части ловушки, а растворитель – в верхней. Окончание процесса устанавливают в момент, когда растворитель в ловушке и воронке Шотта становится прозрачным, а уровень

воды стабилизируется. Взвесив образец после экстрагирования и зная общую потерю в весе и количество воды, по разности также определяют количество содержащейся в образце нефти.

Результаты исследований. Косвенными методами определения остаточной водонасыщенности (капилляриметрии с полупроницаемой мембраной и центрифугированием) были исследованы образцы керна отобранных из отложений I–III пачки скважин 340, 342 Речицкого месторождения. Всего исследовано 26 образцов. Усредненное значение открытой пористости, определенной методом жидкостенасыщения по этой группе образцов – 9,02 %.

Исследования по определению водонасыщенности дистилляционно-экстракционным методом проведены на группе из двадцати образцов (обломков) из керна из отложений I пачки скважины 452 Речицкого месторождения. Усредненное значение открытой пористости, определенной методом жидкостенасыщения, – 14,30 %.

Следует отметить, что все изучаемые группы образцов относятся к одному объекту эксплуатации, а также имеют сходный минералогический состав (рис. 1).

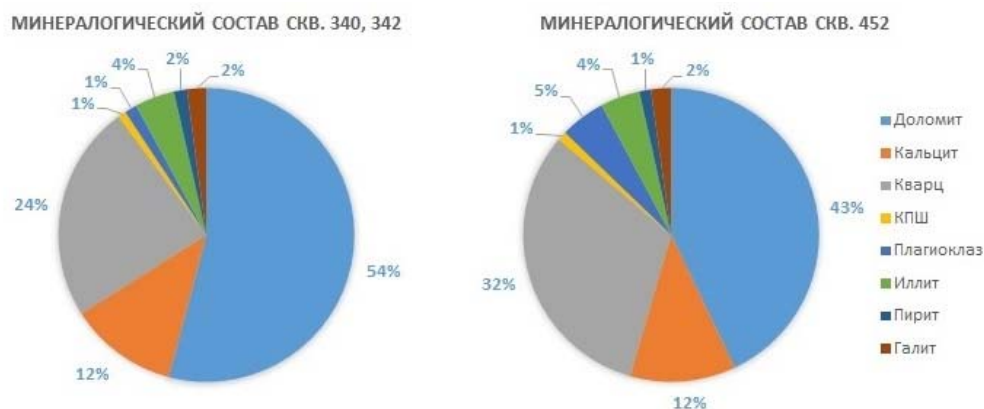


Рис. 1. Диаграммы минерального состава пород по исследуемым отложениям скважин 340, 342 и 452 Речицкого месторождения

Fig. 1. Diagrams of the mineral composition of rocks for the studied sediments of the wells 340, 342 and 452 Rechitsa field

Проведенные исследования показали, что значения остаточной водонасыщенности по группам исследуемых образцов в среднем составили:

- капилляриметрия с полупроницаемой мембраной – 48,64 % (расчетная нефтенасыщенность – 51,36 %);
- центрифугирование – 42,69 % (расчетная нефтенасыщенность – 57,31 %);
- дистилляционно-экстракционным методом – 33,3 % (расчетная нефтенасыщенность – 67,7 %).

Как видно из результатов определения остаточной водонасыщенности (рис. 2), наблюдаются отличия между усредненными значениями, полученными косвенными методами (48,64 и 42,69 %) и прямым методом (33,30 %). Разница в значениях водонасыщенности между косвенными и прямым методами составляет 9,39–15,34 %.

Предположительно это связано с тем, что полученные данные по содержанию остаточной воды дистилляционно-экстракционным методом отображают как матричную, так и слабоконсолированную часть породы, в то время как для исследования по определению остаточной водонасыщенности косвенными методами отбираются образцы (выбуриваются цилиндры) преимущественно из матричной (консолидиро-

ванной) части породы, так как из слабоконсолидированной части полноразмерного керна выбурить образцы правильной геометрической формы часто не представляется возможным. Соответственно слабоконсолидированная часть породы имеет более высокую пористость (размеры пор), чем матричная часть и при формировании залежи в пластовых условиях (миграции нефти), углеводородная фаза замещает воду более активно в слабоконсолидированных частях. Это происходит вследствие более низкого капиллярного давления в высокопористых разностях породы, чем в матричных, и, чтобы нефтяной фазе вытеснить воду в таком же количестве из матричных частей породы, нужны более высокие градиенты давления. Поэтому при моделировании остаточной водонасыщенности на матричной части породы (при пористости 9,02 %) мы получаем значения остаточной воды от 42,69 до 48,64 %, в то время как на слабоконсолидированной части (при пористости 14,30 %), значения остаточной воды уже значительно ниже и составляют 33,30 %.

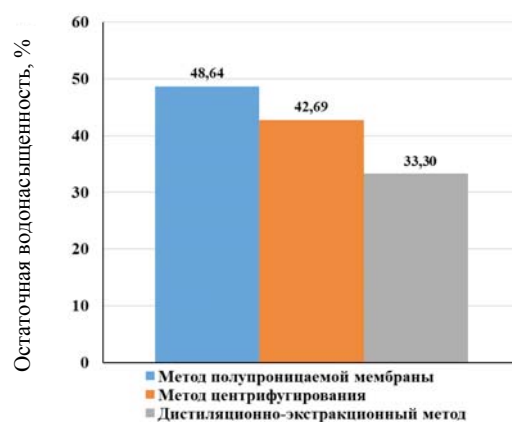


Рис. 2. График зависимости значений остаточной водонасыщенности, полученных разными методами исследований

Fig. 2. Graph of the dependence of the values of residual water saturation obtained by different research methods

Как видно из результатов определения остаточной водонасыщенности (рис. 2), наблюдаются отличия между усреднёнными значениями, полученными косвенными методами (48,64 и 42,69 %) и прямым методом (33,30 %). Разница в значениях водонасыщенности между косвенными и прямым методами составляет 9,39–15,34 %.

Предположительно это связано с тем, что полученные данные по содержанию остаточной воды дистилляционно-экстракционным методом отображают как матричную, так и слабоконсолидированную часть породы, в то время как для исследования по определению остаточной водонасыщенности косвенными методами отбираются образцы (выбуриваются цилиндры) преимущественно из матричной (консолидированной) части породы, так как из слабоконсолидированной части полноразмерного керна выбурить образцы правильной геометрической формы часто не представляется возможным. Соответственно слабоконсолидированная часть породы имеет более высокую пористость (размеры пор), чем матричная часть и при формировании залежи в пластовых условиях (миграции нефти), углеводородная фаза замещает воду более активно в слабоконсолидированных частях. Это происходит вследствие более низкого капиллярного давления в высокопористых разностях породы, чем в матричных, и, чтобы нефтяной фазе вытеснить воду в таком же количестве из матричных частей породы, нужны более высокие градиенты давления. Поэтому при моделировании ос-

таточной водонасыщенности на матричной части породы (при пористости 9,02 %) мы получаем значения остаточной воды от 42,69 до 48,64 %, в то время как на слабоконсолидированной части (при пористости 14,30 %), значения остаточной воды уже значительно ниже и составляют 33,30 %.

Таким образом, после проведенных исследований можно выделить преимущества и недостатки каждого из использованных методов по определению остаточной водонасыщенности применительно для нетрадиционных пород-коллекторов D3el-D3(ptr) возраста I–III пачки Речицкого месторождения.

Основное преимущество метода центрифугирования: малое время длительности эксперимента (несколько часов) и, соответственно, получение больших статистических данных (массовое экспресс-определение водоудерживающей способности образцов керна). Недостатком метода центрифугирования являются капиллярные концевые эффекты на торцах образцов (неравномерное распределение остаточной воды по длине образца, т. е. повышенная насыщенность смачивающей фазы (воды) на выходном торце образца) [9]. Еще одним недостатком является присутствие вероятности разрушения образцов при высоких оборотах центрифуги (т. е. невозможность использования слабоконсолидированных и трещинных образцов), длительная пробо-подготовка.

Основное преимущество метода полупроницаемой мембраны заключается в том, что вытеснение воды из образцов идет равномерно по всему образцу, т. е. отсутствуют концевые эффекты (равномерное распределение остаточной воды). Недостатки метода полупроницаемой мембраны: в фильтрации не участвуют мелкие капилляры, заполнены связанной водой, радиус которых менее 0,15 мкм (что может привести к недостоверным результатам при применении этого метода на низкопроницаемых образцах), достаточно значительное время проведения эксперимента 2–4 недели, длительная пробоподготовка [6, 10].

Преимуществами дистилляционно-экстракционного метода являются: простая и быстрая пробоподготовка, возможность использования пробы породы (обломка), отобранной из центральной части изолированного керна, где коллекторские свойства, характер насыщения и смачиваемость имеют наилучшую сохранность [11], в то время как при применении косвенных методов возможно изменение смачиваемости образца породы (после экстракции в процессе пробоподготовки), а также невозможность использовать слабоконсолидированные образцы. К недостаткам метода можно отнести возможность незначительной потери части воды из-за конденсации в местах соединений прибора, что может повлиять на точность измеряемого параметра, а также длительное время эксперимента, которое может достигать до трех недель [12].

Заключение. Следует отметить, что при использовании данных об остаточной водонасыщенности при обосновании величины нефтенасыщенности, которая необходима при подсчете запасов, нужно учитывать данные, полученные в лабораторных условиях как прямыми, так и косвенными методами.

При определении остаточной водонасыщенности применительно к нетрадиционным породам-коллекторам рекомендуется использовать все рассмотренные выше методы. По результатам рентгеновской компьютерной томографии и описанию керна производить разделение пород на литотипы. Затем проводить отбор образцов керна согласно выделенным литотипам и формировать целевые группы, представляющие слабоконсолидируемую и матричную части породы. Исследования на матричной части породы рекомендуется проводить косвенными методами центрифугирования и капилляриметрии. Соответственно остаточную водонасыщенность на образцах, представленных слабоконсолидированной частью породы, выполнять прямым дистилляционно-экстракционным методом.

Для получения большей статистики исследования для нетрадиционных пород-коллекторов рекомендуется проводить параллельно – согласно целевым группам.

Таким образом, комбинированное использование рассмотренных выше методов (косвенные методы – для консолидированной части, прямой метод – для слабоконсолидированной части) применительно для нетрадиционных пород-коллекторов елецко-петриковского возраста I–III пачки Речицкого месторождения позволяет получать большую статистику значений остаточной водонасыщенности по исследуемому объекту (как для участков с высокими фильтрационно-емкостными свойствами – 33,30 %, так и с низкими – 42,69–48,64 %), а также обеспечивать получение корректных результатов практически по всей части исследуемого разреза (с учетом всех неоднородностей и разностей).

Исследования по определению остаточной водонасыщенности выполнено в рамках тематики 11-6.2023 «Изучение дальнейшей перспективы освоения низкопроницаемых нетрадиционных пород-коллекторов отложений I–III пачки Речицкого месторождения» с использованием лабораторного комплекса ЦИК БелНИПИнефть.

Литература

1. Казак, Е. С. Лабораторные методы определения водосодержания низкопроницаемых пород-коллекторов / Е. С. Казак, И. А. Родькина, Я. В. Сорокоумова // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2022. – № 6. – С. 56–70.
2. Зубков, М. Ю. Понятие «остаточная водонасыщенность» и возможность ее определения в лабораторных условиях / М. Ю. Зубков // Каротажник. – 2015. – Т. 7. – С. 63–78.
3. Войтехин, О. Л. Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяного месторождения / О. Л. Войтехин, А. Б. Невзорова // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2023. – № 3 (94). – С. 67–79.
4. Повжик, П. П. Комплексные методические подходы к изучению нетрадиционных пород-коллекторов на керновом материале Республики Беларусь / П. П. Повжик, А. А. Ерошенко, Е. А. Калейчик // Нефтяник Полесья. – 2022. – № 2 (42). – С. 81–85.
5. Макфи, К. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам / К. Макфи, Дж. Рид, И. Зубизаретта. – М. : Ин-т компьютер. исслед., 2018. – 924 с.
6. Гудок, Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород : учеб. пособие для вузов / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов. – М., 2007. – С. 592.
7. Андреева, Р. Ю. Сопоставление значений капиллярного давления, полученных методами центрифугирования и капилляриметрии / Р. Ю. Андреева // Геология. – 2016. – № 2 (3). – С. 10–15.
8. Ковалева, Л. А. Физика нефтегазового пласта : учеб. пособие / Л. А. Ковалева. – Уфа : РИО БашГУ, 2013. – 197 с.
9. Коллинз, Р. Течения жидкостей через пористые материалы / Р. Коллинз ; под ред. Г. И. Баренблатта ; пер. с англ. Р. Л. Салганика. – М. : МИР, 1964. – 351 с.
10. Михайлов, С. П. Повышение информативности капилляриметрических исследований методом полупроницаемой мембраны / С. П. Михайлов, М. В. Мавлетов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 78–81.
11. Остаточная водонасыщенность нефтематеринских пород баженовской свиты / А. В. Глозов, А. Г. Скрипкин, П. Б. Молоков, Н. Н. Михайлов // Neftegaz.RU. – 2022. – № 3 (123). – С. 40–46.
12. Оптимальный метод определения водосодержания нефтегазоматеринских пород баженовской свиты Западной Сибири / Е. С. Казак, А. В. Казак, Я. В. Сорокоумова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 7. – С. 73–78.

References

1. Kazak E. S., Rod'kina I. A., Sorokoumova Ya. V. Laboratory methods for determining water content of low-permeability reservoir rocks. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya = Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*, 2022, no. 6, pp. 56–70 (in Russian).
2. Zubkov M. Yu. The concept of «residual water saturation» and the possibility of its determination in laboratory conditions. *Karotazhnik = Well logger*, 2015, vol. 7, pp. 63–78 (in Russian).
3. Voitekhin O. L., Nevzorova A. B. Technological approaches to optimizing the rate of development of hard-to-recover oil field reserves. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2023, no. 3, pp. 67–79 (in Russian).
4. Povzhik P. P. Modern approaches to the development of chemical formulation for surfactant-polymer flooding technology. *Neftyanik Polesya = Neftyanik Polesya*, 2022, no. 2 (42), pp. 81–85.
5. Makfi C., Reed J., Zubizaretta I. *Laboratory core testing: a guide to best practices*. Moscow, Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2018. 924 p. (in Russian).
6. Gudok N. S., Bogdanovich N. N., Martynov V. G. *Determination of physical properties of oil and water bearing rocks*. Moscow, 2007. 592 p. (in Russian).
7. Andreeva R. Yu. Comparison of capillary pressure values obtained by centrifugation and capillary metry methods. *Geologiya = Geology*, 2016, no. 2 (3), pp. 10–15 (in Russian).
8. Kovaleva L. A. *Physics of oil and gas reservoir*. Ufa, RIO BashGU, 2013. 197 p. (in Russian).
9. Kollinz R. *Flow of liquids through porous materials*. Ed. Barenblatta G. I. Moscow, Mir Publ., 1964. 350 p. (in Russian).
10. Mikhajlov S. P., Mavletov M. V. Increasing the information content of capillary studies using the semipermeable membrane method. *Neftyanoe khozyajstvo = Oil industry*, 2018, no. 7, pp. 78–81 (in Russian).
11. Glotov A. V., Skripkin A. G., Molokov P. B., Mikhajlov N. N. Residual water saturation of oil source rocks of the Bazhenov formation. *Neftgaz. RU*, 2022, no. 3 (123), pp. 40–46 (in Russian).
12. Kazak E. S., Kazak A. V., Sorokoumova Ya. V. Optimal method for determining water content of oil and gas source rocks of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Neftyanoe khozyajstvo = Oil industry*, 2019, no. 7, pp. 73–78 (in Russian).

Информация об авторах

Далба Виталий Сергеевич – инженер-технолог 2 категории. БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Чонгарской Дивизии, 16, 246007, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: V.Dalba@beloil.by

Ходьков Евгений Николаевич – ведущий инженер-технолог. БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Чонгарской Дивизии, 16, 246007, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: e.hodkov@beloil.by

Цагельник Андрей Александрович – ведущий инженер-технолог. БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Чонгарской Дивизии, 16, 246007, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Cagel'nik@beloil.by

Information about the authors

Dalba Vitaly Sergeevich – process engineer 2nd category. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (16, Chongar Division Str., 246007, Gomel, Republic of Belarus). E-mail V.Dalba@beloil.by

Khodkov Evgeniy Nikolaevich – leading process engineer. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (16, Chongar Division Str., 246007, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: e.hodkov@beloil.by

Gagel'nik Andrey Alexandrovich – leading process engineer. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (16, Chongar Division Str., 246007, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Cagel'nik@beloil.by

Поступила в редакцию 29.10.2024

ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ ДЛЯ ЖУРНАЛА «НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ»

Желающие опубликовать свои научные работы в журнале «Нефтегазовый инжиниринг» могут подать материалы в соответствии с требованиями, приведенными ниже, в редакцию журнала по адресу: пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель, Республика Беларусь, тел./факс +375 232 293 730, e-mail: ngi@gstu.by.

I. Статья, направляемая в редакцию рецензируемого журнала, должна являться оригинальным материалом, неопубликованным ранее в других печатных изданиях, соответствовать профилю журнала. Статья должна иметь: 1) экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати; 2) сопроводительное письмо от организации; 3) рецензию специалиста по профилю исследований.

II. Статья предоставляется в редакцию в двух экземплярах на белорусском, русском или английском языках. Электронный вариант статьи предоставляется на электронном носителе или присылается по электронной почте в редакцию журнала в формате текстового редактора *Word for Windows*. Представленный электронный вариант статьи должен быть идентичен бумажному. В случае расхождений правильным считается бумажный вариант. Шрифт – *Times New Roman*, кегль – 12; выравнивание по ширине страницы; расстановка переносов *автоматическая* (расстановка переносов вручную недопустима); поля: верхнее, нижнее и правое – 25 мм, левое – 30 мм, междустрочный интервал – одинарный, абзацный отступ – 0,7 мм.

III. Статья должна иметь следующую структуру:

1. Индекс по Универсальной десятичной классификации (УДК);

- название статьи;
- инициалы и фамилии авторов;
- полное наименование учреждений, где работают авторы, с указанием города и страны.

2. Аннотация (авторское резюме) объемом 100–150 слов должна кратко представлять результаты работы и быть информативной, понятной, в том числе и в отрыве от основного текста статьи, хорошо структурированной.

3. Ключевые слова, отображающие базовую терминологию исследовательской ра-

боты; рекомендуемое количество ключевых слов/фраз – 5–10, количество слов внутри ключевой фразы – не более трех.

4. Метатекстовые данные (все то, что предшествует основному тексту статьи) приводятся также на *английском языке*, причем аннотация должна быть оригинальной (т. е. не являться дословным переводом русскоязычной (белорусскоязычной) аннотации). Если статья англоязычная – вышеуказанные данные приводятся на русском (белорусском) языке.

5. Основной текст статьи должен быть четко структурированным: введение, цели и задачи, методы, результаты, заключение (выводы).

Во *введении* должен быть дан краткий обзор литературы по изучаемому вопросу, сформулирована *цель работы* и, если необходимо, указана ее связь с важными научными и практическими направлениями.

Анализ источников, использованных при подготовке научной статьи, должен свидетельствовать о знании автором (авторами) статьи научных достижений в соответствующей области. В связи с этим обязательными являются ссылки на работы других авторов. При этом должны присутствовать ссылки на публикации последних лет, включая зарубежные публикации в данной области.

Основная часть статьи должна содержать описание методики, аппаратуры, объектов исследования и подробно освещать содержание исследований, проведенных автором (авторами). Полученные результаты должны быть обсуждены с точки зрения их научной новизны и сопоставлены с соответствующими известными данными. Основная часть статьи может делиться на подразделы (с разъяснительными заголовками).

В *заключении* должны быть в сжатом виде сформулированы основные полученные результаты с указанием их новизны, преимуществ и возможностей применения. При

необходимости должны быть также указаны границы применимости полученных результатов.

6. Список использованных источников на русском (белорусском) языке оформляется в соответствии с требованиями Высшей аттестационной комиссии (ГОСТ 7.1–2003 «Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления»). Цитированная литература приводится общим списком по мере упоминания, ссылки в тексте даются порядковым номером в квадратных списках (например, [1], [13–15]; ссылки на неопубликованные работы не допускаются).

7. Затем приводится список цитированных источников в романском алфавите («References») со следующей структурой: авторы (транслитерация); название статьи (транслитерация); [перевод названия статьи на английский язык в квадратных скобках]; *название русскоязычного источника (транслитерация) – курсивом*; [перевод названия источника на английский язык в квадратных скобках]; выходные данные с обозначениями на английском языке. Транслитерация русскоязычных названий выполняется согласно стандарту BSI (<https://translit.net/ru/bsi>). Англоязычные источники дублируются, но только с указанием фамилий всех авторов. Список литературы («References») приводится полностью отдельным блоком, повторяя список литературы к русскоязычной части, независимо от того, имеются ли в нем иностранные источники.

8. Если присутствует информация о финансировании (поддержке грантами проектов и т. п.), ее следует излагать на русском и английском языках под заголовками «Благодарности» («Acknowledgements»).

IV. Для подготовки метаданных (информация об авторах) на отдельной странице следует указать на русском и английском языках для каждого автора: фамилию, имя, отчество (полностью), ученую степень, ученое звание, должность, место работы с указанием адреса (в скобках записывается полный адрес: улица, дом, индекс, город, страна), контактную информацию (e-mail, телефон).

V. В русскоязычных статьях рекомендуется делать подрисуночные подписи и надписи на самих иллюстрациях на двух языках – русском и английском.

Рисунки, вставленные в документ, должны быть хорошего качества, отсканированы с разрешением не менее 300 dpi в формате TIFF или JPG. Текст на рисунках должен быть набран гарнитурой «Times New Roman», причем начертание символов (греческое, латинское) должно соответствовать их начертанию в тексте. Латинские буквы необходимо набирать *курсивом*, греческие – прямо. Все обозначения на рисунках должны быть расшифрованы.

VI. Таблицы располагаются непосредственно в тексте статьи. Каждая таблица должна иметь тематический заголовок. На все таблицы и рисунки следует давать ссылки в тексте.

VII. Для подготовки метаданных (информация об авторах) на отдельной странице следует указать на русском и английском языках для каждого автора: фамилию, имя, отчество (полностью), ученую степень, ученое звание, должность, место работы с указанием адреса (в скобках записывается полный адрес: улица, дом, индекс, город, страна), контактную информацию (e-mail, телефон).

VIII. Основным критерием целесообразности публикации является новизна и информативность статьи. Если по рекомендации рецензента статья возвращается автору на доработку, то переработанная рукопись вновь рассматривается редколлегией. Статьи, не соответствующие вышеперечисленным требованиям, редакцией не принимаются и возвращаются авторам.