

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Научно-технический журнал
Издается с июля 2024 г.

1 (1)' 2024

Выходит два раза в год

Учредители

Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть»
Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого»

Главный редактор

А. В. Путято, 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, канд. 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)
А. Г. Ракутько, канд. техн. наук (Гомель, Беларусь)
Д. К. Сагитов, д-р техн. наук, профессор (Уфа, Россия)
А. В. Серебренников, 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 (1) 2024

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 05.07.2024 г.

Формат 60x84/8. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».
Ризография. Усл. печ. л. 7,90. Уч.-изд. л. 6,03.
Тираж 100 экз. Заказ № 469/4.

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 (1)' 2024

Published twice a year

Founders

Republican Unitary Enterprise "Production Association "Belorusneft"
Sukhoi State Technical University of Gomel

Chief editor

Arthur 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, Candidate of Engineering Sciences, 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)
A. G. Rakutko, Candidate of Engineering Sciences (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 (1) 2024

Published in Russian, Belarusian and English

Releaser N. G. Mansurova

Editor T. N. Misurova

Desktop Publishing I. P. Minina

Cover design I. P. Minina

Signed for publication 05.07.2024

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

Risography. Printed pages 7,90. Publisher's signatures 6,03.

Print run 100 copies. Order № 469/4.

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

<i>Войтехин О. Л., Лымарь О. В., Мельников Ю. В., Невзорова А. Б. Апробация технологии PLUTON в условиях I–III пачек петриковских продуктивных отложений скважины 466G Речицкой</i>	8
<i>Жуковский А. М., Гутман Р. Е., Порошин В. Д. Опыт использования геомеханического моделирования на скважинах Тишковского месторождения нефти</i>	17
<i>Каримов Ш. А., Ахмедов А. С., Бахтиёрв О. У. Полимерные тампонажные композиции для ремонтно-изоляционных работ в эксплуатационной скважине</i>	27
<i>Фролов В. В., Серебренников А. В., Невзорова А. Б. Оптимизация режима работы глубинно-насосного оборудования на основе цифровых моделей</i>	33
<i>Горбаченко В. С. Механизмы и факторы, определяющие процесс формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности скважинного оборудования</i>	41
<i>Асвинова П. В., Асвинов Р. В. Разработка комплексного алгоритма проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ в породах кристаллического фундамента Припятского прогиба</i>	49
<i>Шокурова Т. А. Анализ выработки запасов месторождения для определения стратегии дальнейшей разработки</i>	55

CONTENT

<i>Voitekhn O. L., Lyamar O. V., Melnikov Yu. V., Nevzorova A. B. Testing of Pluton Technology in Conditions of I–III Packs of Petrikov Productive Deposits Using the Example of the 466G Rechitskaya Well</i>	8
<i>Zhukovsky A. M., Gutman R. E., Poroshin V. D. Experience in Using Geomechanical Well Simulations Tishkovskogo oil Field</i>	17
<i>Karimov Sh. A., Akhmedov A. S., Bakhtiyorov O. U. Polymer Camping Compositions for Repair and Insulation Work in a Production Well</i>	27
<i>Frolov V. V., Serebrennikov A. V., Nevzorova A. B. Optimization of Operating Mode of Deep Pumping Equipment Based on Digital Models</i>	33
<i>Gorbachenko V. S. Mechanisms and Factors Determining the Process of Formation of Asphalt-Resin-Paraffin Deposits on the Surface of Wells Equipment</i>	41
<i>Asvinova P. V., Asvinov R. V. Development of an Integrated Algorithm for oil and Gas Exploration Works in the Crystalline Fundamentals of the Pripyat Trough</i>	49
<i>Shokurova T. A. Analysis of the Development of Reserves of the Field to Determine the Strategy for Further Development</i>	55



Дорогие коллеги,
авторы и читатели!

Мы рады представить вам новый специализированный научно-технический журнал «Нефтегазовый инжиниринг». Необходимость такого издания назрела в Беларуси давно. Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого и Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть» договорились о совместном выпуске такого профессионального издания, в котором будут освещаться наиболее важные научные и научно-производственные проблемы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, инновационные технологии добычи нефти.

Востребованность инжиниринга в нефтегазовом комплексе связано с задачей повышения коэффициента извлечения нефти в труднодоступных местах. В настоящее время нефтегазовый инжиниринг находится в стадии быстроразвивающегося высокотехнологичного сектора современной экономики, выполняющего посредническую функцию между наукой и производством и оказывающего весомое влияние на развитие экономики начиная с эпохи первой промышленной революции.

Хочется отметить, что в последнее время растет потребность в развитии рынка труда, системы образования и подготовке кадров, повышении квалификационного уровня работников, который приведет к росту качества человеческого капитала. В соответствии с новыми образовательными стандартами ГГТУ им. П. О. Сухого осуществляет подготовку для нефтегазовой отрасли горных инженеров, магистров и исследователей, которые в качестве профессиональной деятельности эффективно занимаются организационно-управленческой и производственно-технологической практикой по использованию результатов научных исследований для создания новых технологий поисков, разведки и добычи углеводородного сырья.

Предлагаемое периодическое издание – это территория серьезного научного поиска и попыток представить на обсуждение и оценку результаты научных и практических исследований в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Редакция журнала «Нефтегазовый инжиниринг» будет осуществлять политику его поступательного развития, включая индексацию и размещение материалов издания в ведущих международных наукометрических базах.

Возможность опубликовать свои научные труды на страницах журнала представляется как преподавателям вузов, научным сотрудникам, докторантам, так и молодым исследователям – аспирантам, магистрантам и студентам.

Артур ПУТЯТО,
доктор технических наук, профессор,
главный редактор журнала



Уважаемый читатель!

Перед тобой первый номер нового научного издания в области геологии, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Уверен, что у молодого журнала «Нефтегазовый инжиниринг» будет долгая и интересная издательская жизнь.

Мы постараемся сделать каждый номер максимально динамичным и интересным, отвечающим современному уровню развития нефтяной науки, будем стремиться идти в ногу с прогрессом и на это есть все основания.

Нефтедобывающей промышленности Республики Беларусь уже более полувека, неразрывно с ней связано и развитие отечественной нефтяной науки.

Труд ученых геологов, разработчиков, технологов лежит в основе богатства нашей страны. За это время создана достойная научная школа, сохранена преемственность поколений. Знания и достижения, приобретенные в далекие годы, переданы в надежные руки современного поколения, преумножаются и совершенствуются. Научно-технический потенциал, богатый опыт специалистов и многолетняя профессиональная деятельность обеспечивают сегодня высокий уровень решения сложнейших геолого-технологических, инженерных задач по комплексному освоению нефтяных месторождений республики. Разработки белорусских специалистов широко известны за пределами Родины, а ученые пользуются заслуженным авторитетом и уважением среди коллег нефтяников. Готовы делиться своим опытом и знаниями на страницах нового журнала.

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», выступая одним из соучредителей нового журнала, являясь членом попечительского совета ГГТУ им. П. О. Сухого, стремится укрепить и повысить статус сотрудничества, которое долгие годы связывает нас. ГГТУ им. П. О. Сухого осуществляет подготовку профессиональных кадров для нефтяной промышленности Республики Беларусь, развивает научную деятельность, планируется подготовка кадров высшей квалификации и поддержка со стороны крупнейшего предприятия отрасли, взаимодействие с прикладной наукой в лице Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти является, безусловно, важным и взаимовыгодным элементом сотрудничества.

Публикация материалов в научном издании – это возможность для молодых специалистов, аспирантов и студентов продемонстрировать свои знания и предложения, а также хороший стимул к развитию научно-исследовательской деятельности и карьеры. Приглашаем молодых ученых активно поддержать новый журнал, стать его постоянными авторами.

Журналом «Нефтегазовый инжиниринг» мы продолжаем развитие нефтяной науки Республики Беларусь!

Антон СЕРЕБРЕННИКОВ,
кандидат технических наук,
главный инженер – заместитель
генерального директора
РУП «Производственное объединение
«Белоруснефть»,
член попечительского совета
университета

УДК 662.276.6

АПРОБАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ PLUTON В УСЛОВИЯХ I–III ПАЧЕК ПЕТРИКОВСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СКВАЖИНЫ 466G РЕЧИЦКОЙ

О. Л. ВОЙТЕХИН¹, О. В. ЛЫМАРЬ¹, Ю. В. МЕЛЬНИКОВ¹,
А. Б. НЕВЗОРОВА²

¹*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

²*Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Аннотация. В настоящее время в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» производятся масштабные работы по разработке, оптимизации и внедрению передовых технологических решений, направленных на эффективное освоение трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ), приуроченных к нетрадиционным коллекторам I–III пачек петриковско-елецких отложений. Доминирующим методом освоения подобных формаций как в Республике Беларусь, так и во всём мире является технология многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), реализуемая по схеме Plug&Perf (PP). При этом в Республике Беларусь при выполнении PP МГРП одновременно обрабатывается от одного до шести интервалов перфорации (кластеров). Для повышения информативности процесса проведения работ по стимулированию ТРИЗ специалистами БелНИПИнефть разработана технология лоцирования мест инициации трещин гидроразрыва на основе спектрального анализа высокочастотных осцилляций устьевого давления и математической модели скорости волны давления в жидкости разрыва.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, трудноизвлекаемые запасы, повышение нефтеотдачи, гидравлический разрыв пласта, осцилляции давления, спектральный анализ, математическая модель.

Для цитирования. Апробация технологии PLUTON в условиях I–III пачек петриковских продуктивных отложений скважины 466g Речицкой / О. Л. Войтехин [и др.] // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 8–16.

TESTING OF PLUTON TECHNOLOGY IN CONDITIONS OF I–III PACKS OF PETRIKOV PRODUCTIVE DEPOSITS USING OF THE 466G RECHITSKAYA WELL

O. L. VOITEKHIN¹, O. V. LYMAR¹, Yu. V. MELNIKOV¹, A. B. NEVZOROVA²

¹*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

²*Sukhoi State Technical University of Gomel,
the Republic of Belarus*

Annotation. To date, large-scale work is being carried out in RUE Production Association Belorusneft on the development, optimization and implementation of advanced technological solutions aimed at the effective development of hard-to-recover oil reserves (HRR) confined to unconventional reservoirs of I–III packs of Petrikovsko-Yelets deposits. The dominant method of developing such formations both in the Republic of Belarus and around the world is the technology of multistage hydraulic fracturing (TMHF), implemented according to the Plug&Perf (PP) scheme. At the same time, in the Republic of Belarus, when

performing PP TMHF, from 1 to 6 perforation intervals (clusters) are processed simultaneously. To increase the information content of the HRR stimulation process, BelNIPIneft specialists have developed a technology for locating the initiation sites of hydraulic fracturing cracks based on spectral analysis of high-frequency oscillations of wellhead pressure and a mathematical model of the pressure wave velocity in the rupture fluid.

Keywords: horizontal well, hard-to-recover reserves, enhanced oil recovery, hydraulic fracturing, pressure oscillations, spectral analysis, mathematical model.

For citation. Voitekhin O. L., Lymar 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. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 8–16 (in Russian).

Введение. Как при проведении работ по освоению трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) с использованием технологии кластерного РР многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), так и при повторной стимуляции скважин, где ранее уже были выполнены работы по кластерному РР МГРП, в условиях множественной перфорации эффективность работ во многом определяется возможностью выявлять доминирующие интервалы поступления жидкости в пласт. На сегодняшний день существует ряд стандартных решений данной задачи, таких как использование маркированных пропантов и жидкостей гидроразрыва, определение профиля притока жидкости геофизическими методами и т. д. [1–3]. Однако все они ресурсоемки и не способны дать результат оперативно, непосредственно при проведении работ по освоению или повторной стимуляции скважин.

Специалистами БелНИПИнефть разработана и внедрена в производство передовая технология PLUTON, позволяющая оценить расстояние по стволу скважины до трещины гидравлического разрыва пласта ГРП и подтвердить изоляцию нижележащих интервалов перфорации при производстве МГРП по технологической схеме Plug&Perf.

Цель работы. Апробация разработанной технологии, верификация применяемых математических моделей и алгоритмов обработки данных.

Материалы и методика проведения исследований. Натурный эксперимент, численное моделирование физических процессов.

Описание технологии PLUTON. Для регистрации событий в скважине при выполнении ГРП применяется высокочастотный мониторинг устьевого давления – High-Frequency Pressure Monitoring (HFPM) [3]. HFPM – это неинтрузивный метод мониторинга основных этапов (ГРП), основанный на анализе устьевого давления в скважине при высоких значениях частоты дискретизации и квантования по уровню. Наиболее актуален данный мониторинг при «слепых» и многостадийных ГРП по технологии Plug&Perf для определения глубины инициации трещин ГРП, а также подтверждения изоляции нижележащих интервалов.

Исследования колебаний устьевого давления при ГРП выполнялись с помощью разработанного программно-аппаратного комплекса, состоящего из устройства сбора первичных данных и программного обеспечения для визуализации, анализа и интерпретации сигнала устьевого давления.

Устройство сбора первичных данных (рис. 1), реализованное на базе модуля АЦП/ЦАП E14-140-M-D-I и промышленного компьютера uBX-250-BW-N3/2G-R21, позволяет измерять устьевое давление с частотой дискретизации до 10 кГц и разрешением 14 бит. Устройство получает электропитание от сети 230 В промышленной частоты 50 Гц или источника напряжения постоянного тока 24 В. Оно оснащено аккумуляторной батареей, обеспечивающей автономный режим работы устройства на время ввода резервного источника питания а также защищающей оборудование от сбоев в работе при провалах напряжения в питающей сети. Сформированный архив результатов измерений может быть считан на внешний USB-накопитель или передан по каналам GSM-связи на верхний уровень для последующего анализа. В ка-

честве первичного преобразователя давления применяется датчик Viatran 511. Для измерения температуры жидкости разрыва (ЖР) был разработан датчик температуры, монтируемый во входном манифольде смесительной установки или «блендера», применяемого в процессе ГРП.



Рис. 1. Устройство сбора первичных данных, установленное на скважине № 466 Речицкого нефтяного месторождения

Fig. 1. Primary data acquisition device installed at well N 466 of the Rechitsky oil field

Определение расстояния до события (входа ЖР в трещину) предполагает нахождение частоты осцилляций устьевого давления после останова насосов ГРП и скорости волны давления в ЖР внутри скважинной колонны труб [3].

Для точного определения периода колебаний применяются методы спектрального анализа высокого разрешения с наложением соответствующих оконных функций [4]. На рис. 2 приведен характерный сигнал устьевого давления и его скалограмма.

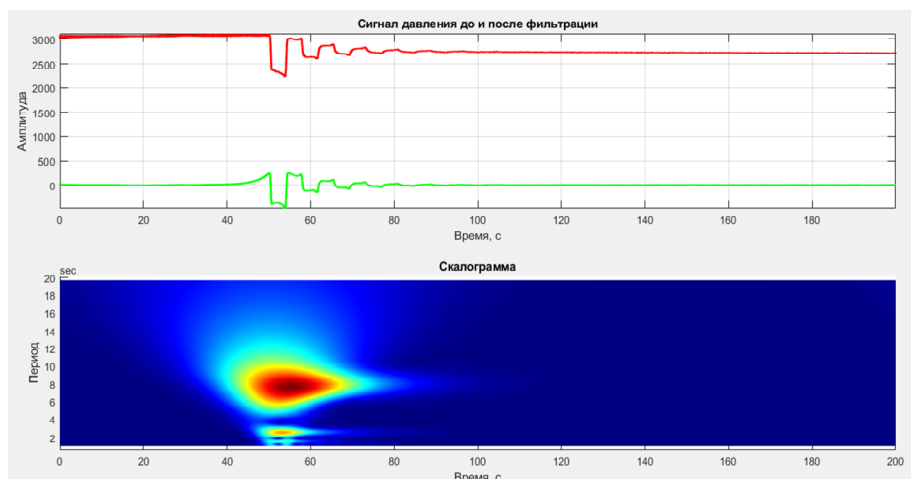


Рис. 2. Сигнал устьевого давления и его скалограмма при основном ГРП 30-й стадии на скважине № 466 Речицкого нефтяного месторождения

Fig. 2. The wellhead pressure signal and its scalogram at the main hydraulic fracturing of the 30th stage at well N 466 of the Rechitsky oil field

Скорость распространения волны давления внутри трубопровода находится по формуле Жуковского [2]:

$$V = \frac{\sqrt{\frac{E_{\text{ж}}}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{dc}{\delta} \cdot \frac{E_{\text{ж}}}{E_{\text{ст}}}}}, \quad (1)$$

где $E_{\text{ж}}$ – объемный модуль упругости жидкости, Па, $E_{\text{ж}} = 2030$ МПа; ρ – плотность жидкости, кг/м³; d – внутренний диаметр трубопровода, м; δ – толщина стенки трубопровода, м; $E_{\text{ст}}$ – модуль упругости материала трубопровода, Па, $E_{\text{ст}} = 200000$ МПа.

Коэффициент конструкции скважины определяется по формулам:

$$c = \frac{5}{4} - \mu; \quad (2)$$

$$c = 1 - \mu^2; \quad (3)$$

$$c = \frac{E_{\text{ст}} \delta}{Gd + E_{\text{ст}} \delta}, \quad (4)$$

где μ – коэффициент Пуассона; G – модуль сдвига породы, Па.

Формула (2) соответствует цементации верхней части скважины, формула (3) – цементации верхней и нижней части скважины, без цементации середины, а формула (4) – полной цементации скважины.

Отражение волны давления в трубопроводе происходит в местах изменения волнового сопротивления и характеризуется коэффициентом отражения [1]:

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}, \quad (5)$$

где Z_1 и Z_2 – волновое сопротивление до и после точки отражения волны давления:

$$Z = \frac{wv}{A}, \quad (6)$$

где A – площадь поперечного сечения трубопровода, м².

В соответствии с формулами (1), (5) и (6) отраженные волны давления будут наблюдаться, например, при изменении сечения или материала трубопровода, при наличии участков с флюидом другой плотности, но максимальный коэффициент отражения будет при крайних условиях – при нулевом и бесконечно большом значениях волнового сопротивления, что соответствует выходу трубопровода в резервуар с постоянным давлением и наглухо закрытому концу трубопровода соответственно. Последний случай характеризует классический гидроудар, разновидность которого наблюдается при останове насосов ГРП в виде затухающих осцилляций устьевого давления.

Результаты и их обсуждение. Для проверки достоверности и степени сходимости показаний технологии PLUTON с фактическими данными глубин зон проведения прострелочно-взрывных работ (ПВР) в условиях ТриЗ выполнены опытно-промыс-

ловые работы на скважине № 466g Речицкого нефтяного месторождения. Данный объект пробурен в юго-восточной части межслоевой залежи нефти I–III пачек Речицкого месторождения (рис. 3).

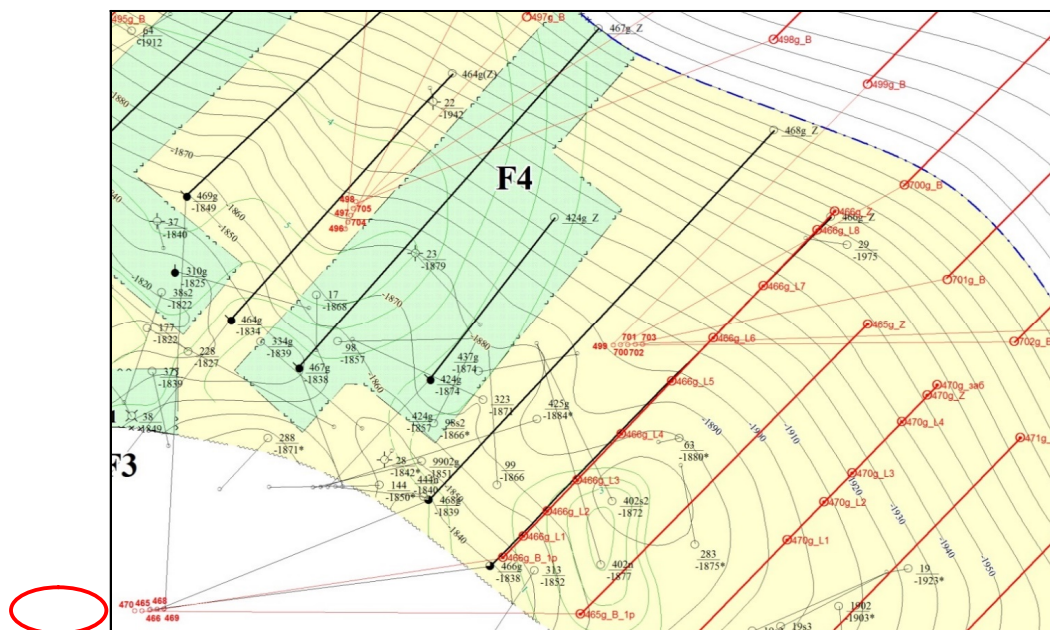


Рис. 3. Структурная карта кровли коллектора I пачки (после бурения скважины 466g)

Fig. 3. Structural map of the roof of the collector I pack (after drilling a well 466g)

Конструкция рассматриваемой скважины представлена равнопроходной эксплуатационной колонной диаметром 140 мм, спущенной до замеренной глубины 4419 м, при этом скважина имеет горизонтальное окончание протяженностью около 1800 м. Согласно интерпретации данных газоизмерительной станции (ГИС), для опытно-промысловых работ с учетом полуколлекторов суммарная эффективная нефтенасыщенная мощность петриковских отложений (I п.) составила 728,1 м по стволу (75,9 м по вертикали), при этом доля коллекторов нетрадиционного типа составила 40,2 %.

Работы по освоению целевого горизонта выполнены по технологии 30-стадийного кластерного РР МГРП. При этом закачки осуществлялись непосредственно по эксплуатационной колонне (ЭК), без спуска лифта насосно-компрессорной трубы (НКТ). Количество одновременно обрабатываемых зон ПВР на всех стадиях было сокращено до двух, а расстояние между зонами ПВР внутри одной стадии в среднем составило 18,2 м и не превышало 26 м, что сделало данный объект оптимальным с точки зрения контроля достоверности данных, получаемых с помощью технологии PLUTON.

С 10 по 25 января 2024 г. работы по освоению выполнены в полном объеме, за исключением стадии № 14, где операция основного ГРП не проводилась в связи с высокими геолого-техническими рисками получения давления «СТОП», выявленными на этапе тестовых закачек. Фактические интервалы установки пакер-пробок, зон проведения ПВР, а также оперативные данные, полученные с помощью технологии PLUTON, приведены на рис. 4.

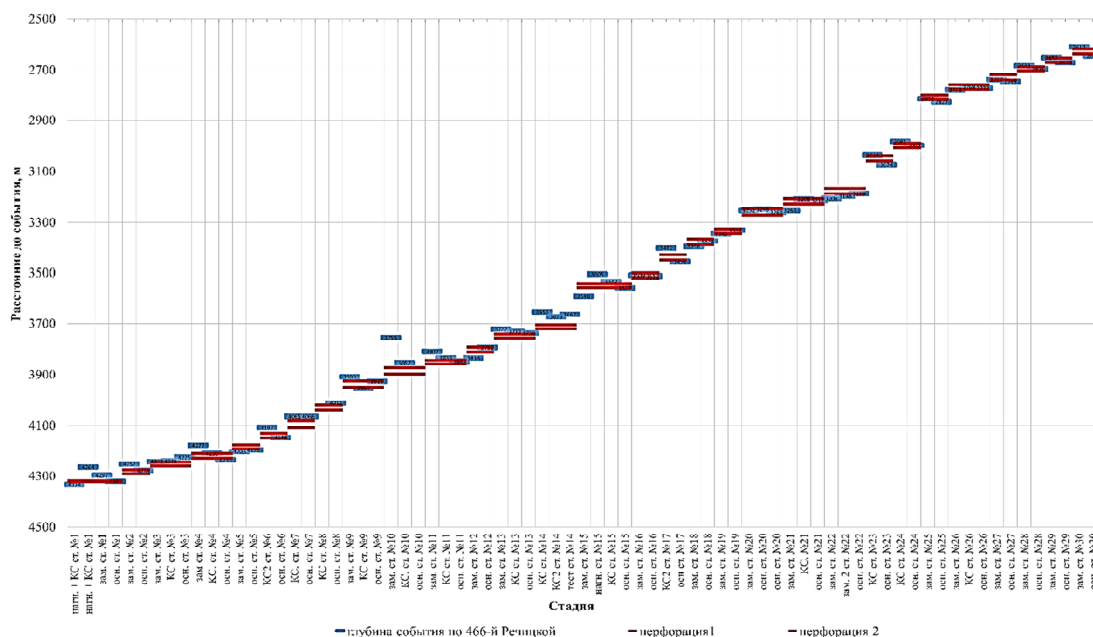


Рис. 4. Результаты исследований зон проведения прострелочно-взрывных работ, полученные с помощью технологии PLUTON по скважине № 466 Речицкого нефтяного месторождения

Fig. 4. The results of studies of the zones of drilling and blasting operations obtained using PLUTON technology for well N 466 of the Rechitsky oil field

Среднее отклонение от ближайшей зоны перфорации (при исключении промахов) составило ± 8 м, средняя расчетная неопределенность – ± 21 м.

Исследования показали, что на результаты определения расстояния до события ключевое влияние оказывает температура ЖР. Ее колебания во время закачки, а также длительные остановки (например, при кислотных обработках) могут привести к значительным отклонениям от реальных расстояний до событий. При длительных остановках на температуру ЖР начинает влиять геотерма скважины. Поэтому одним из условий применения технологии PLUTON является непрерывная закачка ЖР с постоянной температурой в объеме 1,5–2 от внутреннего объема ствола скважины до предполагаемого места события.

В ходе проведения работ на данной скважине пришлось два раза корректировать математическую модель скорости волны давления в ЖР. Первый раз корректировка была выполнена на основном ГРП 12-й стадии, второй раз – на замещении 25-й стадии. В качестве гипотезы выдвинуто предположение, что в процессе выполнения ГРП происходит разрушение связи между эксплуатационной колонной и цементным слоем скважины, из-за чего при гидроударах появляется осевое и радиальное смещение эксплуатационной колонны. Как следует из формул (2)–(4), при отсутствии цементации скважины скорость волны давления в ЖР снижается, что и наблюдалось на скважине № 466 Речицкого нефтяного месторождения по мере выполнения ГРП. Данный процесс носит скачкообразный характер и не может быть объяснен изменением физических свойств скважины по мере приближения к устью. Кроме этого, вероятно, что именно возникающие гидроудары, а не перфорационные выстрелы, являются основными факторами разрушения связи с цементным слоем.

Необходимо отметить, что выдвинутое предположение о негативном влиянии гидроударов, возникающих при остановке закачки на целостность заколонной цементной крепи в случае рассматриваемой скважины, хорошо коррелируется с факти-

ческими данными выполненными операциями гидроразрыва: при проведении работ по МГРП на данном объекте повсеместно наблюдалась проблема избыточных динамических потерь давления на трение при транспортировке ЖР в пласт через зону ПВР. При этом в подавляющем большинстве выявленных случаев избыточные трения эффективно устранялись путем прокачки через зоны ПВР 15%-го раствора соляной кислоты в объеме 5–8 м³. Литологический состав коллекторов в зоне воздействия (терригенный тип коллектора со следовым количеством карбонатной составляющей, практически невосприимчивый к воздействию HCl), а также выраженный положительный эффект, наблюдаемый при доведении кислотного состава до перфорационных отверстий, указывают на то, что основным фактором, затрудняющим поступление жидкости в пласт, является инициация трещины гидроразрыва в стороне от зоны ПВР за счет негерметичности цементного камня и наличия заколонной циркуляции (ЗКЦ). При этом в ходе травления цементной крепи в интервале ЗКЦ создавался канал с геометрическими характеристиками, достаточными для транспортировки смеси с плановыми концентрациями расклинивающих агентов в пласт.

Оперативно определить изменение свойств скважины удалось с помощью численного моделирования изменений скорости волны давления в разработанном программном обеспечении. Сам факт таких изменений подтверждает необходимость критического анализа полученных результатов и оценки влияния на них различных факторов [5].

Помимо непосредственно определения интервалов поступления жидкости разрыва в пласт, применение технологии PLUTON позволяет эффективно контролировать герметичность установленных пакер-пробок (ПП). При этом достоверность полученных результатов была неоднократно подтверждена экспериментально в ходе выполнения работ по освоению рассматриваемой скважины.

Так, при замыве шара-отсекателя для герметизации ПП 15-й стадии работ, согласно показаниям устьевого манометра, отсутствовали признаки посадки шара-отсекателя в седло ПП. Было выдвинуто предположение о негерметичности отсекающего оборудования. При этом, по данным PLUTON, закачка производилась в целевой интервал перфорации. Это свидетельствовало в пользу герметичности ПП 15-й стадии, что и было в дальнейшем подтверждено при нагнетательном тесте, кислотной обработке и основном ГРП.

При производстве работ 22-й стадии, согласно PLUTON, получены данные о поступлении жидкости разрыва преимущественно в предыдущие, ранее обработанные зоны ПВР, которые на момент производства 22-й стадии работ, были отсечены ПП. Для подтверждения выявленной негерметичности выполнен повторный замыв на геофизическом кабеле дублирующей ПП. Принимая во внимание тот факт, что транспортировка оборудования на геофизическом кабеле по горизонтальному участку ЭК осуществляется за счет замыва потоком жидкости, а также учитывая свободное прохождение дублирующей пакер-пробки нижних перфорационных отверстий целевого интервала, можно сделать вывод о том, что ранее установленная пакер-пробка действительно оказалась негерметичной. Таким образом, благодаря технологии PLUTON была предотвращена повторная стимуляция зоны проведения МГРП стадии № 21, что особенно критично в условиях близкого расположения подстилающих водоносных горизонтов, накладывающих ограничение на высоту создаваемых трещин гидроразрыва, а следовательно, и максимальный допустимый разовый объем закачиваемой жидкости в пласт.

Также при производстве 30-й стадии работ по косвенным признакам (давление остановки закачки сходно с таковым на стадии № 29, при прокачке полного объема замещения отсутствовали признаки посадки шара-отсекателя) сделано предположение о негерметичности установленной ПП, при этом, согласно данным PLUTON, за-

качиваемая жидкость поступала в целевую зону ПВР. Повторный спуск дублирующей ПП подтвердил данные PLUTON – при замыве оборудования до верхних перфорационных отверстий целевой зоны ПВР происходила его остановка, неоднократные попытки прохождения ВДП результатов не дали, что свидетельствует в пользу герметичности ранее установленного оборудования. Таким образом, при наработке положительных статистических данных, в случае возникновения аналогичных спорных ситуаций в будущем возможен отказ от дополнительных мероприятий по спуску дублирующих пробок, что позволит сократить продолжительность и стоимость мероприятий по освоению отечественных ТриЗ.

Заключение. Технология PLUTON показала высокую эффективность в условиях ТриЗ, приуроченных к нетрадиционным коллекторам I–III пачек петриковско-елецких горизонтов Речицкого нефтяного месторождения. При этом, помимо успешного решения прямой задачи, – определения глубин поступления закачиваемой жидкости в пласт, использование технологии PLUTON на рассматриваемом объекте фактически позволило повысить успешность работ (получены данные об успешной изоляции нижележащих интервалов перфорации на стадиях № 15, 30, а также негерметичности ПП стадии № 22, что было подтверждено дополнительным спуском ПП на геофизическом кабеле), так как были предотвращены повторные спуск перфорационной системы и стимуляция ранее обработанной зоны, что особенно важно в условиях близкого расположения подстилающих водонасыщенных горизонтов.

Кроме того, благодаря технологии PLUTON косвенно подтверждено предположение о наличии ЗКЦ, объясняющее наличие дополнительных трений в зонах ПВР, повсеместно наблюдаемых в ходе выполнения работ по освоению скважины 466g.

В целом исследования на скважине № 466 Речицкого нефтяного месторождения подтвердили эффективность технологии PLUTON и адекватность применяемых математических моделей в случае скважин с эксплуатационной колонной диаметром 140 мм в условиях нетрадиционных ультранизкопроницаемых коллекторов Речицкого нефтяного месторождения.

Литература

1. Яхин, А. Р. Исследование горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта при помощи химических индикаторов притока / А. Р. Яхин, Э. Р. Газизова, А. М. Хазиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 1. – С. 22–37.
2. Салимов, В. Г. Прикладные задачи технологии гидравлического разрыва пластов / В. Г. Салимов, А. В. Насыбуллин, О. В. Салимов. – Казань : Изд-во «Фэн» Акад. наук Респ. Татарстан, 2018. – 380 с.
3. Мероприятия по улучшению эффективности гидравлического разрыва пласта и скин-ГРП / А. Т. Жолбасарова [и др.] // Нефть и газ. – 2022. – № 3 (132). – С. 74–85.
4. Real-time interpretation of leak isolation with degradable diverter using high frequency pressure monitoring / A. V. Bogdan [et al.] // Schlumberger ; SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, Oct. 25–27, 2016. SPE-182451-MS.
5. Войтехин, О. Л. Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяного месторождения / О. Л. Войтехин, А. Б. Невзорова // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2023. – № 3. – С. 67–79.

References

1. Yakhin A. R., Gazizova E. R., Khaziev A. M. Investigation of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing using chemical flow indicators. *Problemy sbora, podgo-*

- tovki i transporta nefti i nefteproduktovc = Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2022, no. 1, pp. 22–37 (in Russian).
2. Salimov V. G., Nasybullin A. V., Salimov O. V. *Applied problems of hydraulic fracturing technology*. Kazan, Izdatelstvo "Fen" Akademii nauk Respubliki Tatarstan Publ., 2018. 380 p. (in Russian).
 3. Zholbasarova A. T., Bisengaliev M., Torgasheva A., Bayamirova R., Sarbopeeva M. Measures to improve the efficiency of hydraulic fracturing and skin fracturing. *Neft i gaz = Oil and Gas*, 2022, no. 3 (132), pp. 74–85 (in Russian).
 4. Bogdan A. V., Keilers A., Oussoltsev D., Lecerf B. Real-time interpretation of leak isolation with degradable diverter using high frequency pressure monitoring. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, October 25–27, 2016*. SPE-182451-MS.
 5. 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).

Информация об авторах

Войтехин Олег Леонидович – ведущий инженер-технолог лаборатории гидравлического разрыва пласта. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: O.Voitehin@beloil.by

Лымарь Олег Владимирович – кандидат технических наук, заведующий отделом технических средств контроля за добычей нефти. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: O.Lymar@beloil.by

Мельников Юрий Валерьевич – заместитель заведующего отделом технических средств контроля за добычей нефти. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: Y.Melnikov@beloil.by

Невзорова Алла Брониславовна – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр-т Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: anevzorova@gstu.by

Information about the authors

Voitekhin Oleg Leonidovich – Leading Process engineer of the Laboratory of hydraulic fracturing. Belarusian Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: O.Voitehin@beloil.by

Lymar Oleg Vladimirovich – Candidate of Technical Sciences, Head of the Department of Technical Controls for Oil Production. Belarusian Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: O.Lymar@beloil.by

Melnikov Yuri Valerievich – Deputy Head of the Department of Technical Means of Oil Production Control. Belarusian Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: Y.Melnikov@beloil.by

Nevzorova Alla Bronislavovna – DSc (Engineering), Professor, Head of the Department of Oil and Gas Development and Hydropneumoautomatics. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: anevzorova@gstu.by

УДК 622.24:622.276

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА СКВАЖИНАХ ТИШКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

А. М. ЖУКОВСКИЙ¹, Р. Е. ГУТМАН¹, В. Д. ПОРОШИН²

¹Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

²Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Аннотация. Разработана геомеханическая модель Тишковского месторождения по опорным скважинам с выделением безопасных окон бурения в интервале подсольевых терригенных отложений. Рассчитаны профили упругих свойств и напряжений стадий гидроразрыва пласта. Установлено, что бурение горизонтальной части ствола скважины 71g Тишковского месторождения с учетом рисков вскрытия нижележащих отложений, склонных к осыпанию, необходимо производить на растворе на углеводородной основе с плотностью 1400 кг/м³, с осуществлением контроля по динамической плотности, не превышающей 1600 кг/м³. При осыпании стенок ствола скважины необходимо предусмотреть вариант утяжеления бурового раствора до 1500 кг/м³. Службам по проводке скважин рекомендуется уделить повышенное внимание контролю положения подошвы старооскольских отложений (D2st) и недопущению вскрытия наровских отложений (D2nr).

Ключевые слова: горизонтальная скважина, гидравлический разрыв пласта, геомеханическое моделирование, проводка скважины, безопасное окно бурения, градиент обрушения стенки скважины, упругие свойства пород.

Для цитирования. Жуковский, А. М. Опыт использования геомеханического моделирования на скважинах Тишковского месторождения нефти / А. М. Жуковский, Р. Е. Гутман, В. Д. Порошин // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 17–26.

EXPERIENCE IN USING GEOMECHANICAL WELL SIMULATIONS TISHKOVSKOGO OIL FIELD

A. M. ZHUKOVSKY¹, R. E. GUTMAN¹, V. D. POROSHIN²

¹The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE «Production Association «Belorusneft», Gomel

²Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus

Annotation. A geomechanical model of the Tishkovskoye field has been developed based on reference wells, identifying safe drilling windows in the interval of sub-salt terrigenous deposits. The profiles of elastic properties and stresses of the hydraulic fracturing stages were calculated. It has been established that drilling the horizontal part of the wellbore 71g of the Tishkovskoye field, taking into account the risks of opening up underlying sediments prone to crumbling, must be carried out using a hydrocarbon-based solution with a density of 1400 kg/m³, with control over dynamic density not exceeding 1600 kg/m³. If the walls of the wellbore collapse, consider the option of weighting the drilling fluid up to 1500 kg/m³. Well drilling services are recommended to pay increased attention to monitoring the position of the base of the Sary Oskol deposits (D2st) and preventing the opening of the Nara deposits (D2nr).

Keywords: horizontal well, hydraulic fracturing, geomechanical modeling, well placement, safe drilling window, well wall collapse gradient, elastic properties of rocks.

For citation. Zhukovsky A. M., Gutman R. E., Poroshin V. D. E Experience in using geomechanical well simulations Tishkovskogo oil field. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 17–26 (in Russian).

Введение. Тишковское месторождение нефти расположено в Речицком районе Гомельской области Республики Беларусь. Впервые приток нефти на Тишковском месторождении получен в 1966 г. из задонских отложений в разведочной скважине 2. В настоящее время месторождение находится на IV стадии разработки, промышленная нефтеносность Тишковского месторождения нефти связана с отложениями петриковского, елецко-задонского, семилукского горизонтов западного блока; воронежского, семилукского, саргаевского, ланского горизонтов центрального блока; воронежского, семилукского, саргаевского, старооскольского горизонтов восточного блока и вильчанской серии венского комплекса.

Горизонтальное бурение начало широко применяться в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Этот дорогостоящий и сложный процесс требует комплексного подхода на стадиях проектирования и строительства скважин [1, 2]. При выборе режима бурения, определении оптимальной траектории, конструкции, направления бурения скважин и других параметров, необходимых для обеспечения целостности ствола скважин и снижения риска осложнений, важную роль играет геомеханическое моделирование [3, 4].

Цель работы. Снизить риски в процессе бурения скважины за счет оптимизации выбора плотности бурового раствора на основе опыта использования геомеханического моделирования при строительстве и освоении скважин на Тишковском месторождении нефти.

Материалы и методика проведения исследований. Численное моделирование физических процессов, результаты бурения соседних скважин.

Описание работы. С целью выработки остаточных извлекаемых запасов старооскольского горизонта восточного блока была заложена скважина 70g (рис. 1). Точка входа горизонтальной скважины 70g в отложения старооскольского возраста запланирована в зоне распространения запасов категории C1, а забой запланирован в зоне распространения запасов категории C2 (для установления нефтенасыщенных коллекторов глубже текущей границы подсчета).

Для получения безопасного окна бурения по скважине 70g под эксплуатационную колонну-хвостовик Ø 114 мм в подсолевых терригенных отложениях выполнено геомеханическое моделирование. В работах [5, 6] показан опыт построения и применения 1D геомеханических моделей для целей определения оптимальной траектории скважины, её заканчивания и выбора плотности бурового раствора. Весь процесс построения геомеханической модели можно разложить на следующие этапы:

- сбор и анализ исходных данных;
- расчет механических свойств;
- расчет горного напряжения;
- расчет порового давления;
- определение направления горизонтальных напряжений;
- расчет главных горизонтальных напряжений;
- оценка безопасного окна бурения.

При построении геомеханической модели в качестве опорных были приняты скважины 155 и 9129 Тишковского месторождения. Для построения модели механических свойств использовались общепринятые зависимости, а также корреляционные зависимости, полученные по результатам керновых испытаний в аналогичных отложениях соседних месторождений. Калибровка главных напряжений выполнялась на значения давления смыкания, полученные при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП) по опорным скважинам.

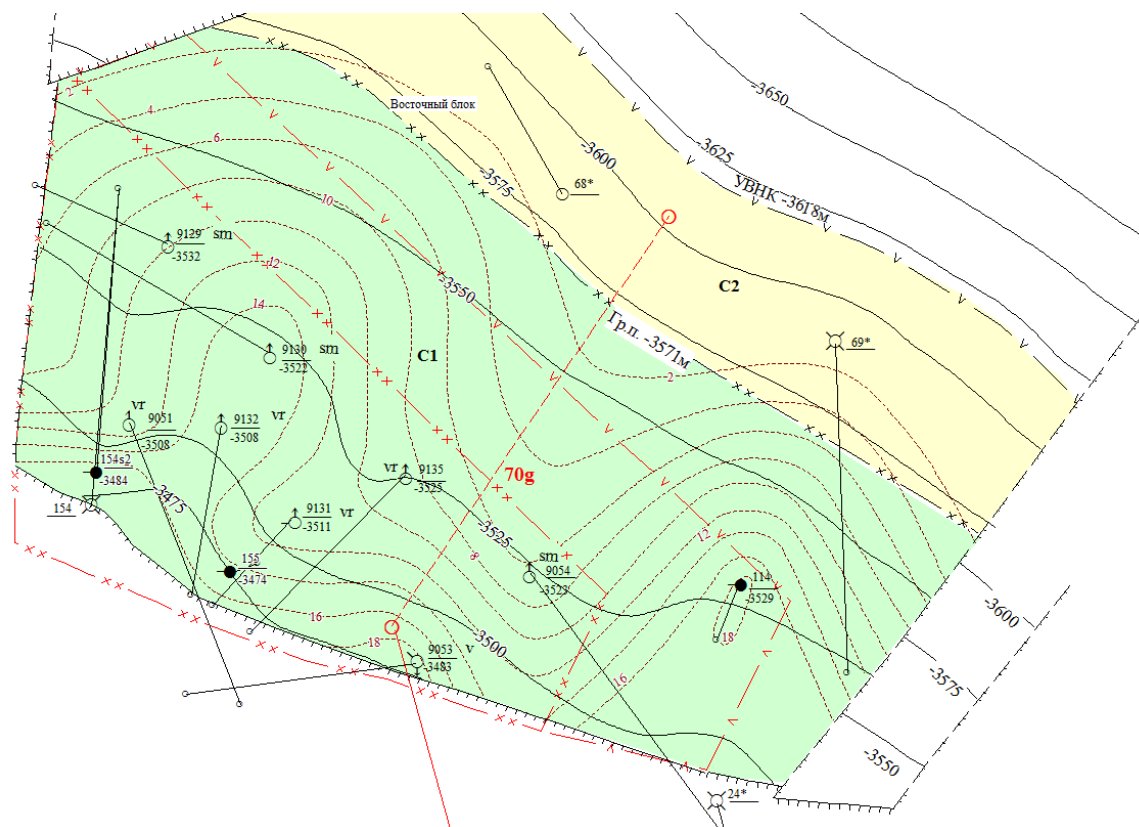


Рис. 1. Выкопировка структурной карты кровли коллектора нижнего резервуара старооскольского горизонта восточного блока Тишковского месторождения

Fig. 1. Выкопировка структурной карты кровли коллектора нижнего резервуара старооскольского горизонта восточного блока Тишковского месторождения

В пределах Припятского прогиба региональное направление максимального горизонтального напряжения принято 135 градусов по магнитному азимуту. Проектный профиль скважины 70g направлен вдоль минимального бокового напряжения (азимут бурения – 65 градусов), что в тектонических условиях Припятского прогиба является наиболее оптимальным направлением бурения с точки зрения обвалообразования. Другими словами, градиенты обвалообразования при бурении вдоль минимального напряжения ниже, чем при бурении вдоль максимального напряжения [6].

По результатам геомеханического моделирования максимальное значение градиента обрушения наблюдается в кровле старооскольского горизонта – $1,43 \text{ г/см}^3$, далее по стволу скважины градиент обрушения не превышает $1,4 \text{ г/см}^3$ (около $1,35 \text{ г/см}^3$). На основании расчетов для бурения подсолевых терригенных отложений была рекомендована статическая плотность бурового раствора $1,33 \text{ г/см}^3$. На рис. 2 приведены результаты моделирования опорных скважин и безопасное окно бурения для скважины 70g в интервале подсолевых терригенных отложений.

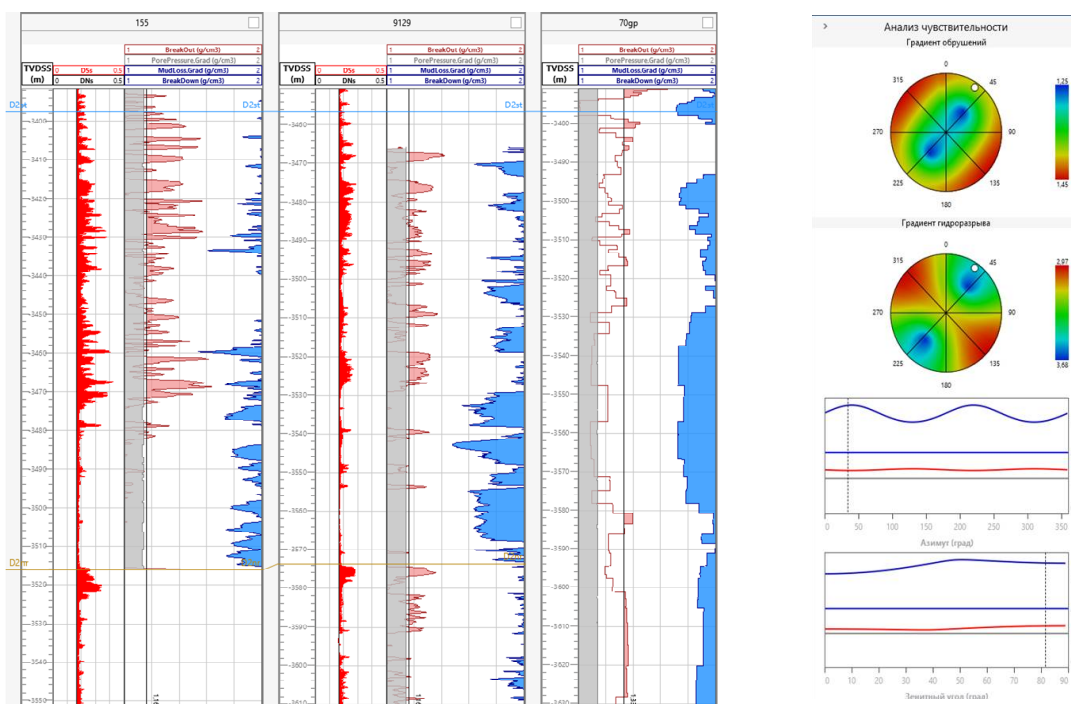


Рис. 2. Безопасное окно бурения опорных скважин и проектной скважины 70g Тишковского нефтяного месторождения

Fig. 2. Drilling safety window of the reference wells and project well 70g of the Tishkovskoye oilfield

В связи с геологическими причинами скважина 70g на глубине 4532 м вскрыла отложения наровского горизонта, представленные преимущественно глинистыми породами с высоким градиентом обвалообразования. Вскрытие данных отложений не было запланировано проектом, следовательно, такой вариант не рассматривался при расчете устойчивости ствола скважины. Таким образом, несоответствие плотности бурового раствора фактическому разрезу привело к осложнению в виде обвалообразования. На ликвидацию осложнений, вызванных осыпанием ствола скважины при бурении и цементировании колонны \varnothing 114 мм, было затрачено 16 суток. С учетом низкой проницаемости пород-коллекторов нижнего старооскольского резервуара освоение скважины 70g запланировано 7-стадийным ГРП.

Для каждой стадии были рассчитаны профили упругих свойств и напряжений. Рассчитанные модули упругих свойств и напряжений отличаются от ранее принятых для построения дизайна ГРП на Тишковском месторождении нефти. Большая протяженность горизонтального участка скважины обуславливает различие профилей как упругих свойств, так и напряжений по разрезу. Особенности соляно-купольной тектоники, а именно большие изменения мощности соленосных отложений, значительно влияют на величину горного давления. Это же, в свою очередь, отражается на величинах боковых напряжений. Как известно, соли имеют меньшую плотность по сравнению с терригенными и карбонатными породами. Таким образом, чем больше мощность соли в рассматриваемом разрезе, тем меньшее давление она оказывает на нижележащие породы. Зоны, где мощность вышележащих соленосных толщ меньше, будут характеризоваться большим горным давлением и, как следствие, большими боковыми напряжениями.

Профили статических упругих модулей и боковых напряжений были использованы для определения показателей развития трещины при проведении гидроразрыва пласта. Моделирование осуществлялось в симуляторе FRACPRO. На рис. 3 показан полученный профиль трещины для первой стадии.

Целевой коллектор представлен песчаниками, сильно расчлененными глинистыми толщами. Ввиду сильной расчлененности продуктивной зоны профиль ширины трещины с высокой вероятностью будет иметь сужения в местах глинистых перемычек (рис. 3), что способствует образованию пропантных «бриджей» в зонах сужения и, при осложнении ситуации, может привести к получению давления СТОП.

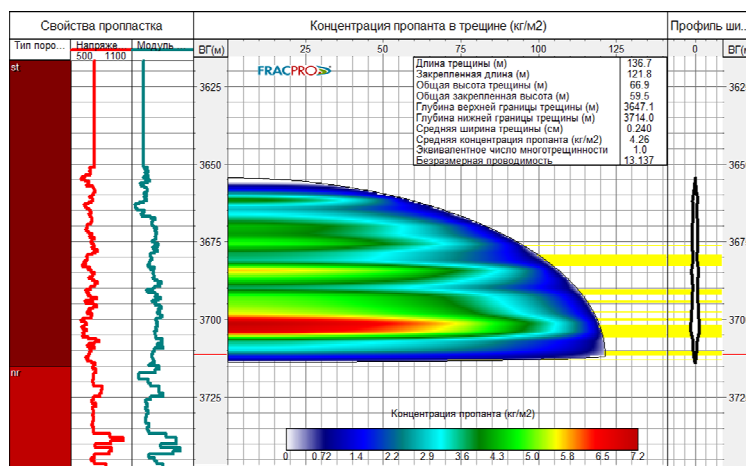


Рис. 3. Профиль трещины с ГИС и пропластками для первой стадии

Fig. 3. Fracture profile with GIS and interlayers for the first stage

Многостадийный гидравлический разрыв пласта был выполнен согласно плановым показателям, давления СТОП не получено. На рис. 4 приведен регрессионный анализ (замещения)/G-Function DF по первой стадии МГРП на скважине 70g Тишковская.

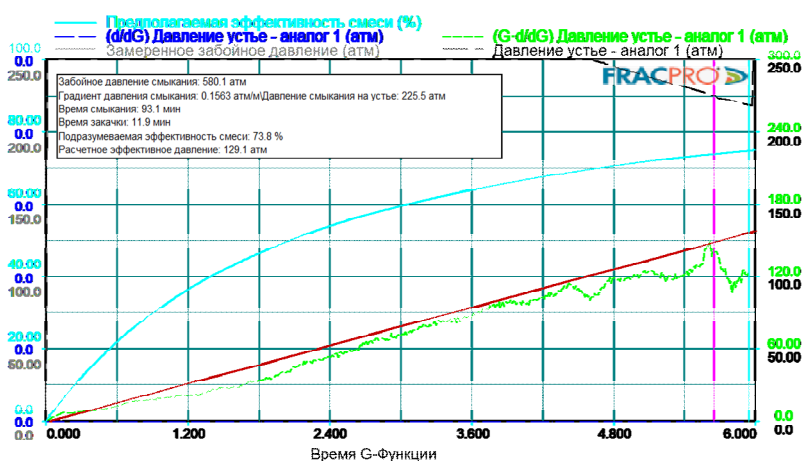


Рис. 4. Регрессионный анализ (замещения) / G-Function DF по первой стадии МГРП на скважине 70g Тишковская

Fig. 4. Regression Analysis at the test stage / G-Function DF on the first stage of multi frac at the 70g Tishkovskaya well

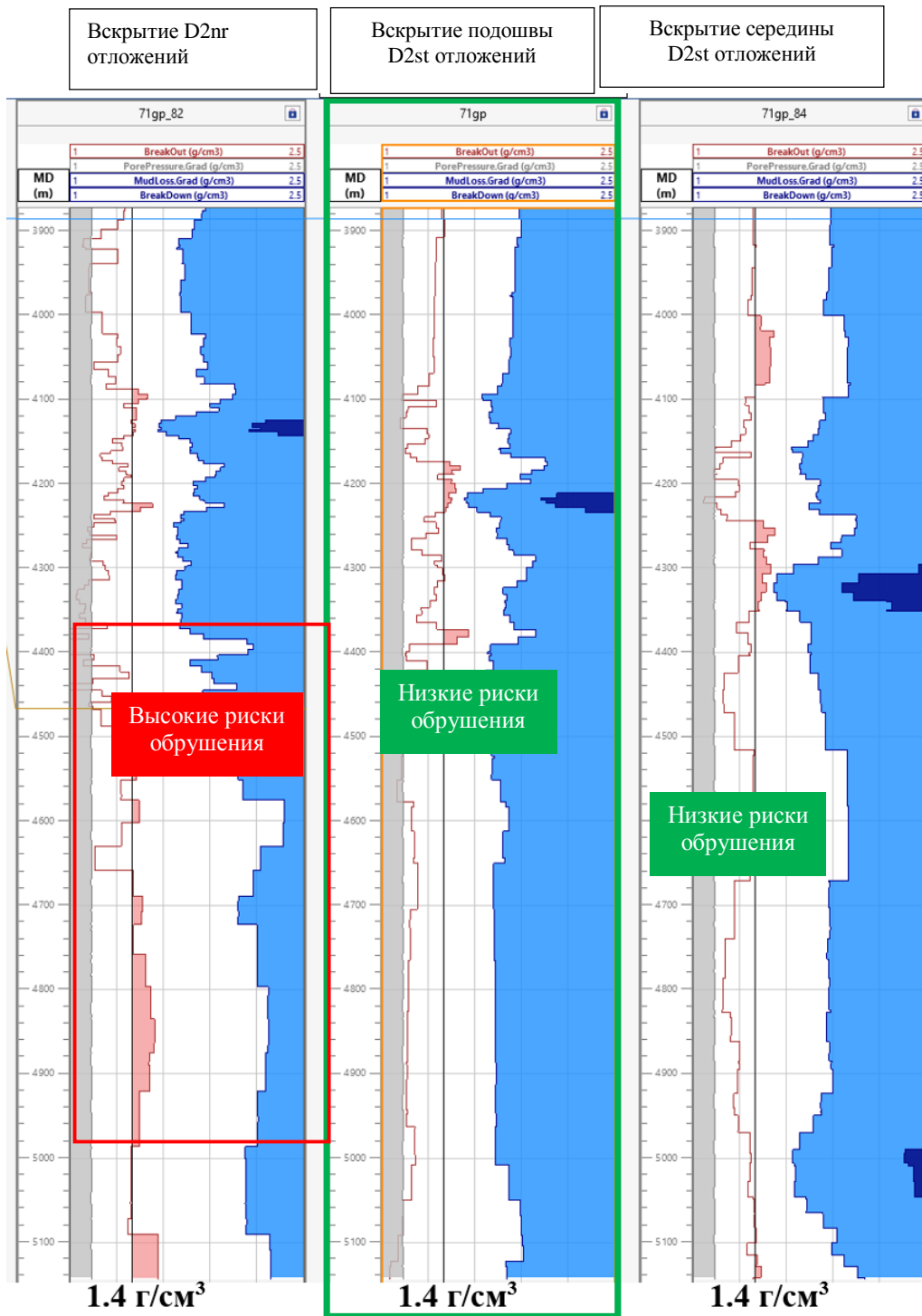


Рис. 6. Модель устойчивости ствола с учетом рисков вскрытия D2nr отложений проектным профилем проектной скважины 71gp Тишковского месторождения нефти

Fig. 6. Model of wellbore stability taking into account risks of D2nr sediments penetration by the design profile of the 71gp design well of the Tishkovskoye oil field

По результатам анализа рисков было установлено, что в случае вскрытия D2nr отложений стволом скважины 71g будут наблюдаться высокие риски обрушения ствола, вызванные неустойчивостью пород и ее низкими прочностными параметрами, в результате чего бурение на проектной плотности, равной 1,4 г/см³, не позволит

компенсировать дисбаланс напряжений на стенке скважины, что приведет к чрезмерному осыпанию и вывалообразованию. Для предотвращения этого потребуется увеличение статической плотности бурового раствора до 1,55–1,6 г/см³.

Скважина вскрывает целевой горизонт из соленосных отложений через разлом (рис. 5, точка В). Нередки случаи возникновения поглощений при бурении через разломы, вызванные их реактивацией за счет использования чрезмерно высоких плотностей бурового раствора. Механизм образования поглощений в разломах отличается от механизма поглощений при раскрытии естественных трещин разрыва [9]. Для оценки рисков реактивации оцениваются нормальные и касательные напряжения, возникающие на плоскости разлома, которые, в свою очередь, могут приводить к микросмещениям, в результате чего образуются полости, куда начинает поступать буровой раствор из скважины. Поглощения, вызванные реактивацией разломов, имеют большую опасность, так как снижение плотности бурового раствора ниже величин реактивации не приведет к прекращению поглощений, в отличие от разрывных естественных трещин, и будет продолжаться до тех пор, пока не будет заполнен весь объем новообразовавшихся в результате смещения полостей. На рис. 7 представлен расчет стабильности этого разлома, в результате которого с учётом неопределенности исходных данных по напряженному состоянию пласта было получено значение градиента утечки в разлом при динамической плотности бурового раствора в 1700 кг/м³.

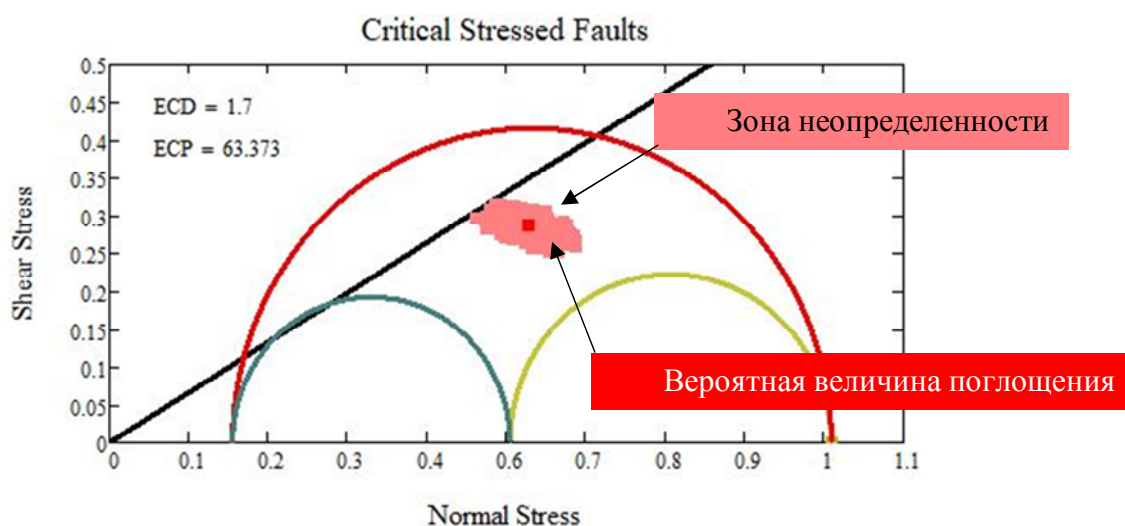


Рис. 7. Расчет стабильности разлома

Fig. 7. Fault reactivation analysis

На основе полученных результатов бурение горизонтальной части ствола скважины 71gr Тишковского месторождения нефти с учетом рисков вскрытия нижележащих отложений, склонных к осыпанию, рекомендовано производить на растворе на углеводородной основе с плотностью 1400 кг/м³, с осуществлением контроля по динамической плотности, не превышающей 1600 кг/м³. При осыпании стенок ствола скважины необходимо предусмотреть вариант утяжеления бурового раствора до 1500 кг/м³. В случае вскрытия Наровских отложений, увеличения объемов шламообразования и появления возможных затяжек при бурении для минимизации рисков осложнений, связанных с обрушениями, следует проводить мероприятия по интенсификации выноса шлама из скважины:

- прокачка вязких пачек;
- вращение бурильной колонны с максимально допустимой частотой вращения винтового забойного двигателя.

Также рекомендуется выполнять дополнительные мероприятия по предотвращению утечки и дифференциального прихвата при бурении вышеуказанных интервалов:

- регулярно вести контроль режимов бурения (давление, производительность насосов, момент на роторе);
- поддерживать проектные фильтрационные кольматирующие, смазывающие свойства бурового раствора;
- не допускать увеличения эквивалентной циркуляционной плотности свыше 1600 кг/м^3 ;
- соблюдать компоновку низа бурильной колонны в соответствии с проектно-сметной документацией.

Заключение. В результате выполненной работы был определен безопасный диапазон плотности бурового раствора («безопасное окно бурения»), изложены рекомендации по оптимизации технологических параметров бурения скважины 71g Тишковского месторождения нефти. Службам по проводке скважин рекомендуется уделить особое внимание контролю положения подошвы старооскольских отложений (D2st) и недопущению вскрытия наровских отложений (D2nr), так как это потребует увеличения плотности бурового раствора для стабилизации ствола скважины, что, в свою очередь, повысит риски возникновения поглощений, вызванных реактивацией разлома.

Литература

1. Развитие комплексного геомеханического моделирования в ПАО «Газпром нефть» / А. А. Вашкевич [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2016. – № 12. – С. 16–19.
2. Опыт применения геомеханического моделирования на этапе проектирования скважин / И. Н. Ляпин [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 10. – С. 17–20.
3. Coupled geomechanics and flow simulation for an embedded discrete fracture model / A. Moinfar [et al.] // SPE Reservoir Simulation Conference. – SPE, 2013. – SPE-163666-MS.
4. Павлюков, Н. А. Оценка влияния геомеханических эффектов на разработку месторождений в различных условиях / Н. А. Павлюков, М. Д. Субботин, В. А. Павлов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2024. – Т. 9, № 1. – С. 40–47.
5. Dean, R. H. Hydraulic-fracture predictions with a fully coupled geomechanical reservoir simulator / R. H. Dean, J. H. Schmidt // Spe Journal. – 2009. – Т. 14, № 04. – P. 707–714.
6. Haddad, M. Development and validation of an explicitly coupled geomechanics module for a compositional reservoir simulator / M. Haddad, K. Sepehrnoori // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Т. 149. – С. 281–291.

Referens

1. Vashkevich A. A., Zhukov V. V., Ovcharenko Yu. V., Bochkov A. S., Lukin S. V. Development of integrated geomechanical modeling at PJSC Gazprom Neft. *Neftyanoe khozyaistvo*, 2016, no. 12, pp. 16–19 (in Russian).
2. Lyapin I. N., Korolev D. O., Korovin I. Yu., Kornev A. Yu., Koval M. E., Popov A. A. Experience in the application of geomechanical modeling at the stage of well design. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2019, no. 10, pp. 17–20 (in Russian).
3. Moinfar A., Sepehrnoori K., Johns R. T., Varavei A. Coupled geomechanics and flow

- simulation for an embedded discrete fracture model. *Reservoir Simulation Conference*. SPE, 2013. SPE-163666-MS.
4. Pavlyukov N. A., Subbotin M. D., Pavlov V. A. Assessment of geomechanical effects on field development in different conditions. *PRONEFT'. Professional'no o nefti = PRoneft. Professionally about Oil*, 2024, vol. 9, no. 1, pp. 40–49 (in Russian).
 5. Dean R. H., Schmidt J. H. Hydraulic-fracture predictions with a fully coupled geomechanical reservoir simulator. *Spe Journal*, 2009, vol. 14, no. 04, pp. 707–714.
 6. Haddad M., Sepehrnoori K. Development and validation of an explicitly coupled geomechanics module for a compositional reservoir simulator. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 149, pp. 281–291.

Информация об авторах

Жуковский Андрей Михайлович – инженер службы геомеханического моделирования. БелНИПИнефть. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: a.zhukovskij-@beloil.by

Гутман Роман Евгеньевич – начальник службы геомеханического моделирования. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: r.gutman@beloil.by

Порошин Валерий Дмитриевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Нефтегазозаработка и гидро-пневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр-т Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: poroshin-52@mail.ru

Information about the authors

Zhukovski Andrey Mikhailovich – engineer of the geomechanical modeling department. Belarusian Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Zhukovskij@beloil.by

Gutman Roman Evgenievich – Head of the geomechanical modeling department BelNIPIneft. Belarusian Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: r.gutman@beloil.by

Poroshin Valeriy Dmitrievich – DSc, Professor of the Department of Oil and Gas Exploration and Hydropneumoautomatics of the Sukhoi State Technical University of Gomel (48, October Ave., 246029, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: poroshin52@mail.ru

Поступила в редакцию 24.01.2024

УДК 622.257.12:622.276.7

ПОЛИМЕРНЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЕ

Ш. А. КАРИМОВ, А. С. АХМЕДОВ, О. У. БАХТИЁРОВ

*Ташкентский государственный технический университет
имени Ислама Каримова, Республика Узбекистан*

Аннотация. Рассмотрены основные цели ремонтно-изоляционных работ, а также показаны пути поступления воды в ствол скважины. Приведены схема изоляции перетока по затрубному пространству, пути поступления воды в скважину и обводнения интервалов пласта в нефтяных скважинах. Предложен полиминеральный тампонажный раствор для ремонтно-изоляционных работ нефтяных и газовых скважин.

Ключевые слова: полимер, ремонтно-изоляционные работы, тампонажный состав, скважина, обводнения, пласт, цементное кольцо, смола.

Для цитирования. Каримов, Ш. А. Полимерные тампонажные композиции для ремонтно-изоляционных работ в эксплуатационной скважине / Ш. А. Каримов, А. С. Ахмедов, О. У. Бахтиёров // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 27–32.

POLYMER CAMPING COMPOSITIONS FOR REPAIR AND INSULATION WORK IN A PRODUCTION WELL

SH. A. KARIMOV, A. S. AKHMEDOV, O. U. BAKHTIYOROV

Tashkent State Technical University, Republic of Uzbekistan

Annotation. The article discusses the main objectives of repair and insulation work, and also shows the ways of water entering the borehole. The following are given: the scheme of isolation of the flow through the annular space, the ways of water entering the well and watering the formation intervals in oil wells. A polymineral grouting solution for repair and insulation works of oil and gas wells is proposed.

Keywords: polymer, repair and insulation work, grouting composition, well, watering, formation, cement ring, resin.

For citation. Karimov Sh. A., Akhmedov A. S., Bakhtiyorov O. U. Polymer camping compositions for repair and insulation work in a production well. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 27–32 (in Russian).

Введение. Добыча нефти и газа длительное время приводит к изменению горно-геологических, термобарических, физико-механических и физико-химических условий добычи нефти и газа на многих газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях. В настоящее время используются два основных метода изоляции притока воды: неселективный и селективный. По данным профессора Г. П. Зозули и других ученых [2, 4, 5], известно более 50 разнотипных реагентов для изоляции и ограничения потока вод к скважинам:

- смеси на основе минеральных вяжущих веществ (тампонажный портландцемент, шлак, гипс и их композиции);
- тампонирующие смеси на базе органических вяжущих материалов, полимерные тампонажные материалы (ПТМ);
- цементно-полимерные растворы;

- многокомпонентные тампонажные смеси;
- сжимающиеся тампонажные материалы и др.

На долю ремонтно-изоляционных работ (РИР) приходится существенная часть от общего объема работ, проводимых при капитальном ремонте скважин. Основным материалом при проведении таких работ по-прежнему остается портландцемент [2].

Широкое применение цементного раствора для гидроизоляционных работ обусловлено недефицитностью и низкой стоимостью цемента. В то же время низкая проникающая способность, невысокая седиментационная устойчивость, дисперсность цементной суспензии не позволяют изолировать каналы и трещины малых размеров, что отрицательно сказывается на успешности ремонтных работ и продолжительности эффекта водоизоляции. В связи с этим в последнее время перспективным является применение полимерных материалов, позволяющих исключить эти недостатки [5]. Применению ПТМ в области изоляционных работ при ремонте скважин уделяется особое внимание. Указанные выше ПТМ могут быть приготовлены в виде истинных растворов, а также растворов, содержащих твердую фазу. Обладающие хорошей проникающей способностью ПТМ заполняют каналы негерметичности и отверждаются в них [6].

Цель работы. Исследовать физико-технические свойства тампонажных растворов, модифицированных полимерными добавками, для повышения эффективности РИР в эксплуатационной скважине.

Результаты и их обсуждение. Во ВНИИКРнефть был разработан органический вяжущий материал на базе ацетоноформальдегидной смолы АЦФ-3. Лабораторные эксперименты показали, что органические и органоминеральные вяжущие материалы на базе АЦФ-3 обладают регулируемыми сроками отверждения, могут легко прокачиваться насосами, а получаемая после отверждения пластмасса набухает в воде и не изменяет своих размеров в нефти.

К недостаткам указанных выше вяжущих материалов следует отнести большую чувствительность сроков их отверждения к изменению температуры окружающей среды. Кроме того, согласно ТУ 6-12-68, смола АЦФ-3, выпускаемая для приготовления пластмассы, имеет высокую вязкость (0,8–2,0 Па · с), что затрудняет приготовление тампонирующих материалов в промышленных условиях. Составы на основе синтетических смол применимы при температуре до 70÷80 °С [7].

В качестве ПТМ применяют материалы на основе сланцевых фенолов, тиоколов, алкилрезорциновых олигомеров, в том числе фенолформальдегидных смол (ТС-10, ТСД-9, ОГР), вязкоупругих составов, гидрофобного тампонажного материала, фенолспиртов, селективных тампонажных материалов (силан, гипан) и др. [6].

В практике РИР фенолформальдегидные смолы используются при изоляции негерметичных резьбовых соединений обсадных труб и заполнении микротрещин в цементном кольце.

К недостаткам водных растворов фенолформальдегидных смол можно отнести: токсичность; высокую стоимость; большую зависимость от окружающей температуры и колебаний в соотношении компонентов, свойства которых при хранении меняются; низкую трещиностойкость и усадку продукта отверждения в минерализованной воде. Вместе с тем при транспортировании к интервалу негерметичности, из-за практически одинаковых реологических свойств вытесняемой и вытесняющей жидкости, кроме разбавления наблюдается одностороннее распределение смеси в затрубном пространстве. Вследствие этого в изолируемые каналы поступает некачественная смесь, которая может вообще не затвердеть [7].

Фенолоспирты характеризуются высокой проникающей способностью и фильтруемостью в пористые среды, поэтому их можно применять вместо водных растворов смол в области высоких температур.

Применяют как чистый фенолоспирт, так и с различными наполнителями. В качестве наполнителей используют глинопорошки, молотый мел, шлаковые элементы.

Фенолошлаковая композиция (ФШК) представляет собой состав, содержащий фенолоспирт, воду, тампонажный шлаковый цемент и наполнитель. В зависимости от типа шлакового цемента и наполнителя (барит, гематит, руда) плотность раствора ФШК может изменяться от 1700 до 2300 кг/м³. Фенолошлаковая композиция вследствие поликонденсации фенолоспирта и гидратации шлака превращается в высокопрочную коррозионностойкую органоминеральную композицию [6].

В различных районах газонефтедобычи для ограничения обводнения скважин использовались мочевиноформальдегидные смолы (М или МФ-17), мочевино- и меламиноформальдегидные смолы, смолы на основе фурфурола, акриловые смолы и т. д., но они дефицитные и дорогие.

Учитывая недостатки и малоэффективные вышеперечисленные полимеры и их смеси, нами проведены экспериментальные исследования по выявлению физико-технических и эксплуатационных свойств модифицированных фурфуролацетоновыми мономерами (ФАМ) карбамидных связующих по изоляции перетоков по затрубному пространству (рис. 1).

Разработанные нами на основе полиструктурной теории композиционных материалов модифицированные ФАМ карбамидные связующие обладают повышенными показателями физико-технических и эксплуатационных свойств [3].

Предлагаемые полимерминеральные тампонажные составы, карбамидные композиты весьма перспективны благодаря низкой стоимости, доступности и малой токсичности.

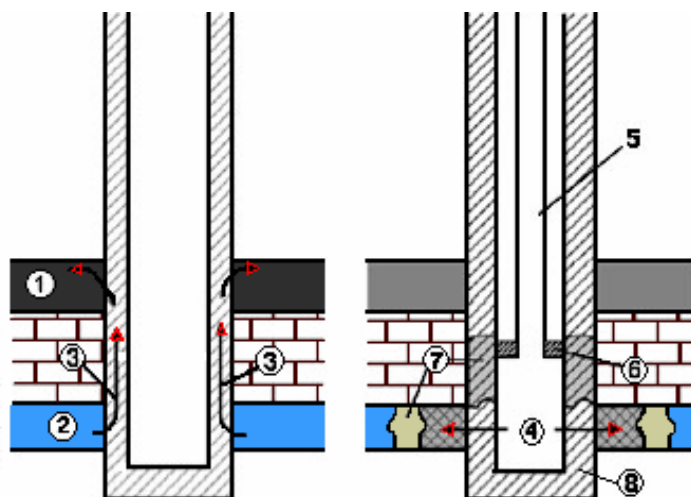


Рис. 1. Изоляция перетоков по затрубному пространству:
1 – нефтяной пласт; 2 – водяной пласт; 3 – каналы перетока;
4 – спецотверстие; 5 – насосные трубы; 6 – пакер; 7 – ФАМ; 8 – цементный камень

Fig. 1. Isolation of flows through the annulus:
1 – oil reservoir; 2 – water layer; 3 – flow channels; 4 – special hole; 5 – pump pipes;
6 – packer; 7 – FAM; 8 – cement stone

В таблице приведены свойства карбамидно-фурановых полимерминеральных тампонажных растворов.

**Основные свойства карбамидно-фурановых полимерминеральных
тампонажных растворов**

Main properties of urea-furan polymer-mineral grouting solutions

Наименование	Показатели свойств для составов						
	1	2	3	4	5	6	7
Предел прочности, МПа	56	62	60	12	66	64	62
при сжатии	11	13	12	11	16	13	14
при изгибе	0	0,7	0	0,62	6	0	0
Линейная усадка, мм/м	81	2,9	65	2,4	0,62	60	58
Водопоглощение, % по массе	5,1	–	6,2	–	2,5	2,2	2,0

Анализ данных таблицы позволяет заключить, что разработанные составы полимерминеральных тампонажных растворов по своим свойствам превышают контрольные составы.

Установлено, что прочность при сжатии карбамидных тампонажных растворов составляет 52–56 МПа, а при изгибе – 10–12 МПа. С введением 5, 10, 20 % ФАМ в карбамидный олигомер прочность на сжатие увеличивается на 20, 15 и 12 % соответственно, а прочность при изгибе – на 45, 40 и 30 % соответственно.

Линейная усадка карбамидно-фурановых полимерминеральных тампонажных растворов ниже контрольных на 20, 25 и 30 %.

Применение полимерного тампонажного материала «ФАМКО» позволяет получить следующие результаты:

- сокращение потерь на поглощение пористыми пластами тампонажного раствора на 25–35 %;
- повышение прочности на растяжение при изгибе на 35 %;
- снижение усадочных напряжений на 50 % и более;
- повышение водонепроницаемости и уменьшение водопоглощения на 45 % и более;
- увеличение работоспособности скважины по критерию долговечности на 30 % и более;
- повышение коррозионной стойкости цементного камня в агрессивных пластах.

Заключение. Разработанные составы тампонажных растворов на основе полиструктурной теории композиционных материалов могут быть использованы при проведении ремонтно-изоляционных работ на скважинах с аномальными условиями работы. Основными преимуществами указанных выше полимерминеральных тампонажных растворов являются их высокая проникающая способность в поры и микротрещины пласта, наличие на отечественном рынке сбыта, низкая стоимость и экологическая безопасность.

Литература

1. Алиев, Б. А. Полимерминеральный тампонажный раствор для ремонтно-изоляционных работ скважин / Б. А. Алиев, Ш. А. Каримов // Вестн. ТашГТУ. – 2016. – № 4. – С. 178–182.
2. Клещенко, И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах : учеб. пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.

3. Каримов, Ш. А. Полимерный композиционный материал «ФАМКО» для ремонтно-изоляционных работ скважин / Ш. А. Каримов // Композиц. материалы. – 2017. – № 2. – С. 62–63.
4. Ланчаков, Г. А. О материалах для ремонтно-изоляционных работ газовых и нефтяных скважин / Г. А. Ланчаков, Р. А. Ивакин, В. Г. Григулецкий // Актуал. вопр. исслед. пластовых систем месторождений углеводородов : сб. ст. Ч. II / Газпром ВНИИГАЗ. – М., 2010. – С. 52–68.
5. Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ на скважинах Уренгойского месторождения / Г. А. Ланчаков [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 2005. – 104 с.
6. Овчинников, В. П. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня : учеб. пособие / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников. – Тюмень : Экспресс, 2011. – 368 с.
7. Овчинников, В. П. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня : учеб. пособие для вузов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников. – Тюмень : Нефтегазовый ун-т, 2007. – 397 с.

Referens

1. Aliev B. A., Karimov Sh. A. Polymer-mineral plugging mortar for well repair and isolation works. *Vestnik TashGTU = Bulletin of Tashkent State Technical University*, 2016, no. 4, pp. 178–182 (in Russian).
2. Kleshchenko I. I., Zozulya G. P., Yagafarov A. K. *Theory and practice of selecting technologies and materials for workover and insulation works in oil and gas wells*. Tyumen', Tyumenskii industrial'nyi universitet Publ., 2002. 123 p. (in Russian).
3. Karimov Sh. A. FAMCO polymer composite material for well repair and insulation works. *Kompozitsionnye materialy*, 2017, no. 2, pp. 62–63 (in Russian).
4. Lanchakov G. A., Ivakin R. A., Griguletskiy V. G. About materials for repair and insulation works of gas and oil wells. *Aktual'nye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdenii uglevodorodov*, 2011, pt. II, pp. 54–55 (in Russian).
5. Lanchakov G. A., Griguletskiy V. G. *Improving the efficiency of workover and insulation operations at wells in the Urengoy'skoye field*. Moscow, VNIIOENG Publ., 2005. 104 p. (in Russian).
6. Ovchinnikov V. P., Aksenova N. A., Ovchinnikov P. V. *Physicochemical curing processes, well work and cement stone corrosion*. Tyumen', Ekspress Publ., 2011. 368 p. (in Russian).
7. Ovchinnikov V. P., Aksenova N. A., Ovchinnikov P. V. *Physicochemical curing processes, well work and cement stone corrosion*. Tyumen', Neftgazovyi universitet Publ., 2007. 397 p. (in Russian).

Информация об авторах

Каримов Шавкат Абдуваситович – заведующий кафедрой. Ташкентский государственный технический университет (ул. Университетская, 2, 100095, Ташкент, Алмазарский район, Республики Узбекистан). E-mail: bazizchik@mail.ru

Ахмедов Аббор Сайидмурод ўгли – докторант. Ташкентский государственный технический университет (ул. Университетская, 2, 100095, Ташкент, Алмазарский район, Республика Узбекистан). E-mail: axmedovabror78@gmail.com

Бахтиёров Ойбек Улугбек угли – ассистент кафедры. Ташкентский государственный технический университет, (ул. Университетская, 2, 100095, Ташкент, Алмазарский район, Республика Узбекистан). E-mail: bahtiyorov@bk.ru

Information about the authors

Karimov Shavkat Abduvasitovich – head of department. Tashkent State Technical University, (2, Universitetskaya Str., 100095, Tashkent, Almazar district, Republic of Uzbekistan). E-mail: bazizchik-@mail.ru

Akhmedov Abror Sayidmurod ugli – doctoral student. Tashkent State Technical University (2, Universitetskaya Str., 100095, Tashkent, Republic of Uzbekistan). E-mail: axmedovabror78@gmail.com

Bakhtiyorov Oybek Ulugbek Ugli – senior teacher of the department. Tashkent State Technical University (2, Universitetskaya Str., 100095, Tashkent, Almazar district, Republic of Uzbekistan). E-mail: bahtiyorov@bk.ru

Поступила в редакцию 02.02.2024

УДК 622.276.5(476)

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ

В. В. ФРОЛОВ¹, А. В. СЕРЕБРЕННИКОВ², А. Б. НЕВЗОРОВА³

¹*Нефтегазодобывающее управление «Речицанефть»
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»*

²*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

³*Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Аннотация. Рассмотрены структура, функциональные группы и задачи применения программного обеспечения «Цифровое месторождение» в НГДУ «Речицанефть» РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Интеграция программного обеспечения различных программ в одну систему позволила определить основные требования и оптимизировать процессы по подбору глубинно-насосного оборудования скважин. На основе моделирования различных рабочих ситуаций разработан алгоритм оптимального периода его эксплуатации, который заключается в выставлении ограничений по давлению на приеме насоса и загрузке электродвигателя насоса по каждой скважине индивидуально. Установлено, что внедрение технологии кратковременно-периодической эксплуатации скважин по результатам решения задач в программном обеспечении «Цифровое месторождение» дало возможность увеличить добычу нефти на 126 % от плановых объемов.

Ключевые слова: глубинно-насосное оборудование, цифровое месторождение, интегрированный анализ, кратковременно-периодическая эксплуатация скважин.

Для цитирования. Фролов, В. В. Оптимизация режима работы глубинно-насосного оборудования на основе цифровых моделей / В. В. Фролов, А. В. Серебрянников, А. Б. Невзорова // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 33–40.

OPTIMIZATION OF OPERATING MODE OF DEEP PUMPING EQUIPMENT BASED ON DIGITAL MODELS

V. V. FROLOV¹, A. V. SEREBRENNIKOV², A. B. NEVZOROVA²

¹*Rechitsaneft Oil and Gas Production Department
RUE “Production Assotiation “Belorusneft”*

²*RUE “Production Assotiation “Belorusneft”, Gomel*

³*Sukhoi State Technical University of Gomel, Republic of Belarus*

Annotation. The structure, functional groups and tasks of using the Digital Field software in the NGDU “Rechitsaneft” RUE “Production Assotiation “Belorusneft” are considered. The integration of various programs into one system made it possible to determine the basic requirements and optimize the processes for selecting downhole pumping equipment for wells. Based on modeling of various operating situations, an algorithm for its optimal operating period has been developed, which consists of setting restrictions on the pressure at the pump intake and loading the pump electric motor for each well individually. It was established that the introduction of technology for short-term periodic operation of wells based on the results of solving problems in the Digital Field software allowed increasing oil production by 126 % of the planned volumes.

Keywords: downhole pumping equipment, digital field, integrated analysis, short-term periodic operation of wells.

For citation. Frolov V. V., Serebrennikov A. V., Nevzorova A. B. Optimization of operating modes of deep-well pumping equipment based on digital models. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 33–40 (In Russian).

Введение. На современном этапе развития нефтедобычи наряду с вопросами совершенствования технологий все большую актуальность приобретают вопросы рациональной эксплуатации и управления функционированием и развитием систем. Это связано, в первую очередь, с оптимизацией и цифровизацией всех процессов нефтедобычи и ее дальнейшей интеллектуализацией. Сегодня ресурсная база РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» уменьшается и без инновационных подходов невозможно не только наращивать объемы производства, но и оставаться на текущем уровне.

Понятие «Цифровое месторождения» неразрывно связано с понятием интегрированного проектирования, которое появилось в 60-е гг. XX в. и предназначалось главным образом для комплексной оптимизации процессов эксплуатации скважин и работы наземных установок, насосного оборудования и других объектов при моделировании разработки нефтяных месторождений [1, 2]. Сегодня оно эффективно дополняется инструментами – программами, объединяющими все ключевые дисциплины (геология, разработка, бурение и заканчивание скважин, нефтедобыча, обустройство, экономика, экология, анализ рисков), для эффективного бизнес-планирования освоения месторождения.

Эффективность цифрового месторождения как совокупность интеллектуальных систем обуславливается тесной интеграцией в производственные бизнес-процессы интеллектуального оборудования и аналитических информационных продуктов, которые при выявлении отклонений от нормы дают рекомендации по исключению возможного риска. Качество таких решений обеспечивается совмещением оперативных данных по всем системам месторождения с интегрированной моделью месторождений, дополненной расчетными библиотеками, позволяющими проводить анализ технологической системы и выдавать специалистам предложения по оптимизации и потенциально возможным потерям в будущем [3, 4]. В условиях отсутствия цифровых систем управления месторождением информация собирается и используется после возникновения события. В этом случае проблема уже существует, а следовательно, появляется риск осложнения в работе месторождения.

Задача программного обеспечения (ПО) «Цифровое месторождение состоит в том, чтобы с помощью внедрения инновационных технологий повысить производительность труда, увеличить объем добычи нефти, при этом снизив ее себестоимость за счет оптимизации производственных процессов. Такой «цифровой двойник» месторождения позволяет работать с тем, что внутри – гидродинамической моделью пласта, и с тем, что снаружи – системой наземного оборудования. Можно видеть всю сеть коммуникации между скважинами, на каждой точке которых фиксируется давление [5].

В совокупности модели показывают весь процесс от залежи, подъема скважинной продукции, системы сбора до коммуникаций. Это дает возможность видеть и анализировать, как работает кластер, и понять, как действует система сбора нефти, что будет на выходе. Это, в свою очередь, позволяет решать ряд практических задач, к примеру, оценить потенциал залежи: сколько можно добыть, поднимать, транспортировать. Если, например, в заданных условиях диаметр трубопровода будет недостаточным, то соответственно программа предложит два варианта развития событий с технико-экономическим обоснованием, а специалисты выберут более оптимальный вариант.

Цифровая модель месторождения анализирует различные факторы, например, выяснение причин, из-за которых в течение определенного периода времени в залежи формировалась энергия, позволяющая извлекать пластовые флюиды на поверхность: расширение нефти, горной породы, связанной воды, выделение газа или притоки из других блоков. Построенные модели помогают оценить ситуацию по добыче, выявить проблемы со скважинами, подводными трубопроводами, сборными коллекторами и др. Структура ПО «Цифровое месторождение» показана на рис. 1.



Рис. 1. Структура программного обеспечения «Цифровое месторождение»

Fig. 1. Structure of the digital field

Цель работы. Повышение эффективности эксплуатации глубинно-насосного оборудования скважин за счет внедрения технологии кратковременно-периодической эксплуатации скважин на основе интеллектуальных моделей цифрового месторождения.

Структура и функциональные группы цифрового месторождения

Существует четыре функциональные группы ПО «Цифровое месторождение», общая характеристика которых отображена на рис. 2.

Интегрированное планирование (ИП) отвечает за прогнозирование добычи, оптимизацию консолидированного плана, формирование отчетности.

Автоматизированная система управления производством (АСУП) представляет собой визуализацию данных и контроль за работой фонда скважин, формированием отчетности разных видов.

Интегрированный анализ (ИА) включает анализ динамики параметров разработки месторождений, визуализацию данных, предоставление информации по изменению текущих показателей, анализ отклонений, автоматический подбор ГТМ и др.

Интегрированное моделирование (ИМ) занимается своевременной актуализацией интегрированной модели и прогнозированием добычи нефти.



Рис. 2. Функциональные группы программного обеспечения «Цифровое месторождение»

Fig. 2. Functional groups of the digital field

Рассмотрим подсистему исследуемого программного обеспечения – ИМ, которое состоит из пяти основных бизнес-процессов:

1. Виртуальный расходомер.
2. Актуализация интегрированной модели.
3. Подбор глубинно-насосного оборудования (ГНО).
4. Моделирование интегрированного плана.
5. Прогнозирование добычи (расчет «что если»).

Виртуальный расходомер осуществляет следующее:

- обогащение виртуальными замерами дебита подсистемы «Производственный учет»;
- оперативный контроль работы скважин;
- оценка корректности фактических замеров дебита и работы телеметрии;
- автоматическая адаптация моделей скважин.

Актуализация интегрированной модели подразумевает:

- уменьшение трудозатрат за счет автоматического обновления исторических данных в моделях-компонентах ИМ;
- снижение вероятности возникновения ошибок вследствие влияния человеческого фактора.

Подбор глубинно-насосного оборудования связан с автоматическим подбором и оптимизацией ГНО под целевые значения дебитов скважин.

Моделирование интегрированного плана включает:

- расчет прогноза на месяц/год по добыче и закачке по скважинам с учетом выполнения мероприятий интегрированного плана;
- автоматический подбор и оптимизация ГНО для скважин после выполнения запланированных ГТМ;
- прогноз изменения давлений в узлах-элементах системы.

Прогнозирование добычи нефти (расчет «что если») в условиях неопределенности основывается на результатах анализа добывающего оборудования.

Автоматизированная система управления производством (ТОРО) отвечает за ве-

дение оборудования и его структурных мест расположения в виде иерархической структуры, ведение классов оборудования и присвоение классам наборов технических и паспортных характеристик, связь оборудования с карточками основных средств, историю перемещения оборудования, ведение архива и др.

Подбор режима работы глубинно-насосного оборудования. Интеграция всех программ в одну систему позволила оптимизировать процессы по подбору глубинно-насосного оборудования. Для этого применяется подсистема ПО «Цифровое месторождение», а именно – бизнес-процесс по подбору ГНО. Следует отметить, что при кратковременно-периодической эксплуатации скважины (КПЭС) необходим точный подбор установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). Неверный выбор может привести к недостаточной производительности установки, ее перегреву и соответственно – выходу из строя оборудования.

В основе этой программы лежит математическая модель «пласт – скважина – УЭЦН».

Программа ориентирована на решение широкого спектра задач, возникающих в технологии нефтедобычи, – таких как определение реального коэффициента продуктивности по данным эксплуатации, подбор УЭЦН для постоянной или периодической эксплуатации из имеющегося оборудования, выбор оптимального режима работы для подобранного оборудования, имитацию процесса вывода на режим.

Можно подчеркнуть, что исходные данные находятся в той же базе данных и это также влияет на скорость принятия решения.

По результатам расчетов предусмотрен выходной протокол, содержащий не только текстовую, но и любую графическую информацию на усмотрение пользователя. При необходимости все параметры по проточному тракту визуализируются. Таким образом, возможно трехмерное представление скважины с выделением цветом диапазонов с различным темпом набора кривизны или различных диаметров эксплуатационной колонны.

Бизнес-процесс по подбору ГНО содержит обновляемую через Интернет базу данных не только по насосам и двигателям, но также базу данных по газосепараторам, насосно-компрессорным трубам, обсадной колонне, кабелю. Все базы являются открытыми, т. е. пользователь сам может вносить в них изменения.

С использованием данного программного продукта были подобраны скважины и рассчитано подземное оборудование.

В отличие от обычной периодической эксплуатации при КПЭС используются насосы производительностью 80 м³/сут и более, что позволяет значительно сократить время откачки. Обязательным условием является наличие станции управления с частотным преобразователем, что позволяет регулировать давления УЭЦН путем изменения скорости вращения насоса и производительности УЭЦН – изменением соотношения времени откачки и времени накопления.

С помощью программного продукта было подобрано подземное оборудование исходя из вышеописанных критериев. В процессе выбора оборудования выявлено, что программный продукт не имеет возможности качественно произвести подбор периода эксплуатации оборудования. Определение оптимального рабочего периода эксплуатации оборудования (цикл «накопление – откачка») осуществляется только опытным путем. Оборудование при подборе периода эксплуатации оборудования работает в неоптимальном режиме – с частыми остановками по причине недогруза или срыва из-за наличия свободного газа на приеме насоса. Это не лучшим образом сказывается на ресурсе оборудования. В настоящий момент разработан временный алгоритм подбора оптимального периода эксплуатации, который заключается в выставлении ограничений по давлению на приеме насоса и загрузке электродвигателя

насоса по каждой скважине индивидуально и требует качественного анализа всего фонда скважин.

Результаты внедрения технологии кратковременно-периодической эксплуатации скважин

Скважина № 96. До внедрения технологии КПЭС скважина эксплуатировалась насосом 1ЭЦНДИ5-30-2050, спущенным на глубину 2549 м, в периодическом режиме с дебитом по жидкости 9,6 т/сут, продукция безводная, динамический уровень – 2040–2090 м, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы – 258 т.

После внедрения КПЭС среднесуточный дебит по нефти увеличился с 0,8 до 4 т.

Скважина № 69. Частота тока – 50 Гц. Пуск и остановка скважины производится по времени – 2 ч 45 мин откачки, 9 ч 15 мин – накопления. Динамический уровень – 1660 м. Среднесуточный дебит скважины по жидкости составляет 14,3 м³/сут, по нефти – 7,29 т/сут, обводненность – 40,6 %.

До внедрения технологии КПЭС скважина эксплуатировалась насосом НГВ-38, спущенным на глубину 2053 м, в постоянном режиме с дебитом по жидкости 6,5 м³/сут, по нефти – 4,3 т/сут, обводненность – 22 %, динамический уровень – 1320 м, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы – 161 т.

После перевода на технологию КПЭС дополнительная добыча составила 37 т.

Скважина № 136. Частота тока – 110 Гц, запуск и остановка скважины производится по давлению на приеме, динамический уровень – 2150 м. Среднесуточный дебит скважины по жидкости составляет 9,1 м³/сут, по нефти – 7,77 т/сут, обводненность – 10 %, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы составила 232 т.

До внедрения технологии КПЭС скважина эксплуатировалась насосом НГВ-32, спущенным на глубину 2302 м, в постоянном режиме с дебитом по жидкости 3,6 м³/сут, по нефти – 3,1 т/сут, обводненность – 1–10 %, динамический уровень – 1600–1730 м.

После перевода на технологию КПЭС дополнительная добыча составила 950 т.

Скважина № 56. Частота тока – 50 Гц, время откачки – 1,5 ч, время накопления – 10,5 ч, динамический уровень – 1810 м. Среднесуточный дебит скважины по жидкости составляет 7,6 м³/сут, по нефти – 6,55 т/сут, обводненность – 1–10 %.

До внедрения технологии КПЭС скважина эксплуатировалась насосом НГВ-38, спущенным на глубину 1997 м, в постоянном режиме с дебитом по жидкости 7,3 м³/сут, по нефти – 6,27 т/сут, обводненность – 1–10 %, динамический уровень – 1800 м, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы составила 183 т.

После перевода на технологию КПЭС дополнительная добыча составила 52 т.

Скважина № 20. До внедрения технологии КПЭС скважина эксплуатировалась насосом НГВ-44, спущенным на глубину 1807 м, в постоянном режиме с дебитом по жидкости 10 м³/сут, по нефти – 8,4 т/сут, обводненность – 1–10 %, динамический уровень – 1600–1730 м, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы – 264 т.

После перевода на технологию КПЭС дополнительная добыча составила 607 т.

Заключение. Таким образом, интеграция всех программ ПО «Цифровое место-рождение» в одну систему ИМ позволила оптимизировать процессы по подбору глубинно-насосного оборудования в режиме кратковременно-периодической эксплуатации скважины с точным подбором установки электроцентробежного насоса. Это дало возможность повысить производительность установки и устранить такие негативные явления, как перегрев оборудования с последующим выходом его из строя.

Эффективность применения ПО «Цифровое месторождение» для поддержки принятия решений за счет внедрения геолого-технических мероприятий с начала 2024 г. отразилась на увеличении добычи нефти на 126 % от плановых объемов, добычи попутного нефтяного газа – на 102 %. Необходимо отметить, что введение технологии КПЭС по всем скважинам прошло успешно, везде получена дополнительная добыча нефти.

Применение подпрограммы ИМ ПО «Цифровое месторождение» по подбору глубинно-насосного оборудования показало, что выполнить подбор оборудования по технологии КПЭС возможно, однако выбор оптимального режима работы оборудования по циклу «наполнение – откачка» можно осуществить только опытным путем. Соответственно необходима разработка или доработка существующего программного алгоритма, который позволит качественно подбирать не только глубинно-насосное оборудование, но и оптимальный режим работы данного оборудования.

Литература

1. Серебренников, А. В. Эксплуатация механизированного фонда скважин в осложненных условиях / А. В. Серебренников // Деловой журн. *Neftegaz.RU*. – 2017. – № 7. – С. 86–97.
2. Бетелин, В. Б. «Цифровое месторождение» – путь к трудноизвлекаемым запасам углеводородов / В. Б. Бетелин // Инновации. – 2014. – № 1 (183). – С. 37–38.
3. Коровин, Я. С. Программно-аппаратная платформа построения системы цифрового месторождения / Я. С. Коровин, М. Г. Ткаченко // Нефтяное хоз-во. – 2017. – № 1. – С. 84.
4. Plyushin, P. Yu. Development of a Digital Well Management System / P. Yu. Plyushin, K. A. Vyatkin, A. V. Kozlov // *Applied System Innovation*. – 2023. – Vol. 6, N 1. – P. 31.
5. Пути повышения энергоэффективности установок электроцентробежных насосов добычи нефти с применением цифровых двойников / Д. С. Архипов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 1. – С. 42–50.

Referens

1. Serebrennikov A. V., Petrikevich P. A., Torop O. V., Frolov V. V. Operation of mechanized well stock in complicated conditions. *Delovoi zhurnal «Neftegaz.RU» = Business magazine Neftegaz.RU*, 2017, no. 7, pp. 86–97 (in Russian).
2. Betelin V. B. "Digital Field" – the way to hard-to-recover hydrocarbon reserves. *Innovatsii = Innovations*, 2014, no. 1 (183), pp. 37–38 (in Russian).
3. Korovin Ya. S., Tkachenko M. G. Software and hardware platform for building a digital field system. *Neftyanoe khozyaistvo*, 2017, no. 1, p. 84 (in Russian).
4. Yurievich P. I., Andreevich K. V., Vadimovich A. K. Development of a Digital Well Management System. *Applied System Innovation*, 2023, vol. 6, no. 1, p. 31.
5. Arkhipov D. S., Latypov B. M., Silnov D. V., Enikeev R. M., Penzin A. V., Valiakhmetova L. V. Ways to improve energy efficiency of electric centrifugal pump units for oil production using digital twins. *Neftegazovoe delo = Petroleum Engineering*, 2021, vol. 19, no. 1, pp. 42–50 (in Russian).

Информация об авторах

Фролов Василий Викторович – первый заместитель начальника – главный инженер. НГДУ «Речицанефть» РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Ленина, 43, 247500, Речица, Гомельская область, Республика Беларусь). E-mail: V.Frolov@beloil.by

Серебренников Антон Валерьевич – кандидат технических наук, главный инженер – заместитель генерального директора. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Рогачевская, 9, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Serebrennikov@beloil.by

Невзорова Алла Брониславовна – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр. Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: anevzorova@gstu.by

Information about the authors

Frolov Vasily Viktorovich – first deputy head – chief engineer. NGDU “Rechitsanefit” RUE “Production Association “Belorusneft” (43, Lenin Str., 247500, Rechitsa, Gomel region, Republic of Belarus). E-mail: V.Frolov@beloil.by

Serebrennikov Anton Valerievich – candidate of technical sciences, chief engineer – deputy general director. RUE “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: Serebrennikov@beloil.by

Nevezorova Alla Bronislavovna – DSc (Engineering), professor, head of the Department of Oil and Gas Development and Hydropneumoautomatics. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: anevzorova@gstu.by

Поступила в редакцию 16.01.2024

УДК 622.276

МЕХАНИЗМЫ И ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПРОЦЕСС ФОРМИРОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПОВЕРХНОСТИ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В. С. ГОРБАЧЕНКО

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

Аннотация. Процесс добычи нефти на скважинах Припятского прогиба осложнен асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), которые в процессе работы скважины сужают проходной канал насосно-компрессорных труб (НКТ). Для снижения рисков полного перекрытия НКТ применяются различные способы борьбы с АСПО, однако для выявления наличия осложнения в процессе добычи нефти, представленного АСПО, а также выбора эффективных способов борьбы необходимо понимание механизмов и факторов, определяющих процесс формирования АСПО на рабочей поверхности нефтепромыслового оборудования.

Изучение научных работ в области исследования процессов формирования АСПО на рабочей поверхности скважинного оборудования позволило выделить три механизма образования АСПО, а также шесть факторов, которые определяют условия для агрегации и адгезии АСПО в процессе добычи нефти. Анализ условий эксплуатации скважин Припятского прогиба показал, что в процессе добычи нефти отмечается влияние всех выделенных факторов.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, механизм формирования АСПО, факторы, определяющие процесс образования АСПО.

Для цитирования. Горбаченко, В. С. Механизмы и факторы, определяющие процесс формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности скважинного оборудования / В. С. Горбаченко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 41–48.

MECHANISMS AND FACTORS DETERMINING THE PROCESS OF FORMATION OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS ON THE SURFACE OF WELL EQUIPMENT

V. S. GORBACHENKO

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

Annotation. The process of oil production in the wells of the Pripyat trough is complicated by asphalt, resin, paraffin deposits (ARPD), which during the operation of the well narrow the passage channel of the tubing. To reduce the risk of complete blocking of the tubing, various methods of combating ARPD are used, however, in order to identify the presence of complications in the oil production process represented by ARPD, as well as to select effective methods of control, it is necessary to understand the mechanisms and factors that determine the process of formation of ARPD on the working surface of oilfield equipment.

An analysis of scientific works in the field of studying the processes of formation of paraffin deposits on the working surface of well equipment made it possible to identify three mechanisms for the formation of parsed deposits, as well as six factors that determine the conditions for aggregation and adhesion of parsed deposits during the oil production process. An analysis of the operating conditions of wells in the Pripyat trough showed that the influence of all identified factors is observed in the process of oil production.

Keywords: asphalt, resin and paraffin deposits, mechanism of formation of ARPD, factors determining the process of formation of ARPD.

For citation. Gorbachenko V. S. Mechanisms and factors determining the process of formation of asphalt-resin-paraffin deposits on the surface of well equipment. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 41–48 (in Russian).

Введение. Как показывает практика, более чем на 95 % добывающего фонда скважин Припятского прогиба в процессе добычи нефти на рабочей поверхности нефтепромыслового оборудования наблюдается образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что приводит к снижению производительности скважин, уменьшению поперечного сечения нефтепроводов, а в некоторых случаях – к полному прекращению возможности перекачивания скважинной продукции и соответственно – к уменьшению межремонтного периода оборудования [1].

Для предупреждения и удаления АСПО с рабочей поверхности скважинного оборудования в процессе добычи нефти применяются различные способы (термические, химические, механические и т. п.), но несмотря на большое разнообразие методов, рассматриваемая проблема остается актуальной для многих нефтедобывающих предприятий. Выбор эффективных, с технико-экономической точки зрения, методов зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарических условий, режима течения, состава и свойств добываемой из скважины продукции.

В свою очередь, понимание процесса образования АСПО на поверхности скважинного оборудования позволяет:

- 1) определять наличие и степень осложненности скважин АСПО;
- 2) прогнозировать глубины образования АСПО;
- 3) планировать и применять наиболее эффективные способы борьбы.

Поэтому выявление механизмов и факторов, определяющих процесс формирования АСПО на рабочей поверхности нефтепромыслового оборудования, является актуальным.

Цель работы. Определение механизмов и факторов, влияющих на процесс формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования скважин Припятского прогиба.

Механизмы и факторы, определяющие процесс формирования асфальтосмолопарафиновых отложений. Анализ литературных источников [2–5] показал, что процесс формирования АСПО на рабочей поверхности оборудования может происходить посредством трех механизмов, сущность которых заключается в следующем:

- 1) кристаллизация углеводородов осуществляется непосредственно на поверхности скважинного оборудования и последующий рост отложений выполняется за счет пополнения их твердой фазой из нефтяной дисперсной системы (НДС);
- 2) кристаллы углеводородов образуются в объеме НДС с последующей адгезией на внутренней поверхности оборудования;
- 3) сочетание особенностей протекания первых двух механизмов формирования отложений.

Кристаллизация твердых углеводородов выполняет ключевую роль в процессе накопления отложений на оборудовании для добычи нефти. Состав твердых углеводородов нефти включает парафиновые углеводороды (ПУ) разной молекулярной массы, нафтеновые углеводороды с длинными алкильными заместителями нормального и изо-строения, а также алкилпроизводные ароматических и нафтеноароматических углеводородов [6]. Когда температура нефти превышает точку плавления этих углеводородов, они остаются растворенными в жидкой фазе. Однако при снижении температуры они начинают кристаллизоваться, выделяясь из нефти и формируя структуры, способные к созданию объемных отложений.

В процессе кристаллизации, когда температура и давление изменяются, растворимость нефти уменьшается, что приводит к осаждению твердых углеводородов и формированию дисперсной системы. Этот процесс начинается с формирования мелких частиц (кристаллических центров) из пересыщенного раствора. Именно на этих центрах происходит последующий рост твердых углеводородных частиц [5–7].

С уменьшением температуры первыми кристаллизуются самые тугоплавкие углеводороды. На их кристаллической решетке постепенно оседают углеводороды с более низкой температурой плавления и меньшим количеством атомов углерода. Температура, при которой начинается кристаллизация, варьируется в зависимости от молекулярной структуры углеводородов, даже если они принадлежат к одному и тому же гомологическому ряду и имеют одинаковую молекулярную массу.

Формирование асфальтеновых отложений на оборудовании скважин в основном обусловлено кристаллизацией парафинов, вызванной изменением температуры и давления при подъеме нефти по стволу скважины на дневную поверхность.

Скорость кристаллизации парафинов определяется скоростью зарождения кристаллов и их роста. Скорость роста уже сформированных кристаллов во многом зависит от вязкости нефти, длины пути, который должны преодолеть молекулы к местам кристаллизации, и размера молекул твердых парафинов.

Также скорость кристаллизации зависит от температуры окружающей среды: чем она ниже, тем выше скорость зарождения кристаллов, но меньше молекулярная подвижность и соответственно – скорость их роста.

В зависимости от температуры кристаллизации нефтяной парафин может находиться в одной из двух аллотропных форм: гексагональной (выше температуры полиморфного перехода) и орторомбической (ниже этой температуры). Первая форма характеризуется рыхлой волокнистой структурой кристаллов и существует при более высоких температурах, вплоть до температуры плавления парафина. Вторая форма, орторомбическая, стабильна при более низких температурах и имеет пластинчатую структуру кристаллов. Моноклинные и триклинные формы при кристаллизации нефтяного парафина не образуются, так как они типичны только для отдельных *n*-алканов.

Скорость процесса кристаллизации зависит от температуры окружающей среды. При более низкой температуре вероятность образования и скорость роста кристаллов твердых углеводородов увеличивается [3, 6].

Процесс кристаллизации ПУ подвергается существенным изменениям при наличии смолоасфальтеновых компонентов (САК). Эффект САК проявляется не только в диспергировании, но и в радикальном изменении формы и структуры формирующихся кристаллов.

Следовательно, механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений можно рассматривать как систему одновременно протекающих процессов, ведущих к накоплению твердой фазы на поверхности оборудования при добыче нефти. По мере перемещения нефтяной системы от забоя к устью скважины температура и давление нефтяного потока снижаются, что является ключевым фактором формирования отложений органических соединений на рабочих поверхностях подземного скважинного оборудования.

Анализ работ [1–10] позволил выделить следующие шесть ключевых факторов, влияющих на скорость формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на рабочей поверхности скважинного оборудования:

1. *Дестабилизация гидродинамического равновесия в нефтяной системе* [2, 3]. В процессе перемещения нефти от забоя к устью скважины наблюдается снижение давления вдоль всего столба жидкости. Этот процесс вызывает выделение газа

из нефти, что, в свою очередь, приводит к нестабильности жидкой фазы и началу выделения кристаллов ПУ. Если равновесие системы нарушено в пласте, то возможно образование АСПО как в пласте, так и в стволе скважины. При этом изменение давления в столбе жидкости в скважине зависит и определяется глубиной. Таким образом, интенсивность формирования АСПО определяется изменением давления по стволу скважины и давлением насыщения нефти газом.

Анализ условий эксплуатации скважин месторождений Припятского прогиба показал, что давления насыщения нефти газом изменяется в интервале от 1,5 до 31,5 МПа, а пластовое давление – от 1,8 до 60,7 МПа. Следовательно, нарушение гидродинамической системы в процессе добычи углеводородов присуще для большинства скважин Припятского прогиба.

2. Температурный фактор. Так как температура окружающего скважину пространства от продуктивного пласта до термического нейтрального слоя земной коры уменьшается (расстояние от нейтрального слоя до дневной поверхности может варьировать от 2 до 100 м) [8], и поскольку добываемый флюид изначально имеет температуру, равную температуре разрабатываемого продуктивного пласта, то при движении продукции по насосно-компрессорным трубам (НКТ) на дневную поверхность выполняется условие тепломассопереноса (флюид отдает в окружающее его пространство тепловую энергию). При снижении температуры нефтяного потока до температуры кристаллизации парафина происходит выделение кристаллов ПУ.

Во многих работах [2–10] изучено влияние температуры на процесс формирования АСПО. Было обнаружено, что с увеличением разницы в температуре между нефтяным потоком и окружающей средой количество образующихся асфальтосмолопарафиновых веществ растет пропорционально. Наибольшая скорость формирования осадка наблюдается в начале процесса, после чего интенсивность роста АСПО снижается из-за увеличения толщины слоя АСПО, что ведет к снижению скорости теплоотдачи от нефти к окружающей среде. Так, АСПО действуют как теплоизоляционный материал.

Исследования процесса тепломассопереноса позволяют выделить следующие факторы, влияющие на изменение температуры добываемой пластовой продукции: теплофизические свойства составляющих флюид компонентов, время работы скважины после проведения очистки рабочей поверхности скважинного оборудования, скорость движения пластовой продукции, удаленность НКТ от внутренней поверхности эксплуатационной колонны, интенсивность изменения температуры по толщине горных пород.

Лабораторные исследования АСПО из скважин залежи sm-sr Речицкого нефтяного месторождения (н. м.) позволили определить температуры плавления АСПО на глубине 1900 м, которая составляет 90 °С. При этом из рис. 1 видно, что температура по стволу скважины на глубине 1900 м составляет 45 °С. Следовательно, изменение температуры добываемой жидкости при эксплуатации скважин залежи sm-sr Речицкого н. м. также является определяющим фактором на процесс образования АСПО на рабочей поверхности скважинного оборудования.

3. Интенсивность формирования асфальтосмолопарафиновых отложений. Она во многом зависит от скорости движения нефтяного потока [3, 6]. При ускорении (турбулизации) нефтяного потока интенсивность формирования АСПО сначала увеличивается из-за повышения массопереноса, достигает пика, а затем уменьшается, поскольку при высоких скоростях потока кристаллы ПУ остаются во взвешенном состоянии в системе. Кроме того, при турбулентном движении нефти часть АСПО срывается со стенок труб потоком, так как касательная сила превышает силу сцепления между кристаллами ПУ и поверхностью трубы. Пик интенсивности формирова-

ния АСПО наблюдается при критических значениях числа Рейнольдса (переход из области ламинарного течения в область турбулентного течения).

К факторам, определяющим скорость и режим движения добываемого флюида по НКТ, относятся: дебит скважины, площадь поперечного сечения труб, вязкость среды, соотношение фаз в добываемом флюиде.

Анализ добывающего фонда скважин Припятского прогиба, работающих в постоянном режиме, позволил установить, что скорость восходящего потока жидкости в насосно-компрессорной трубе с внутренним диаметром 62 мм варьирует от 19,18 до 1342,5 мм/с, причем исходя из многолетнего опыта, можно отметить, что на скважинах со скоростью восходящего потока от 460 мм/с степень осложнения АСПО уменьшается.

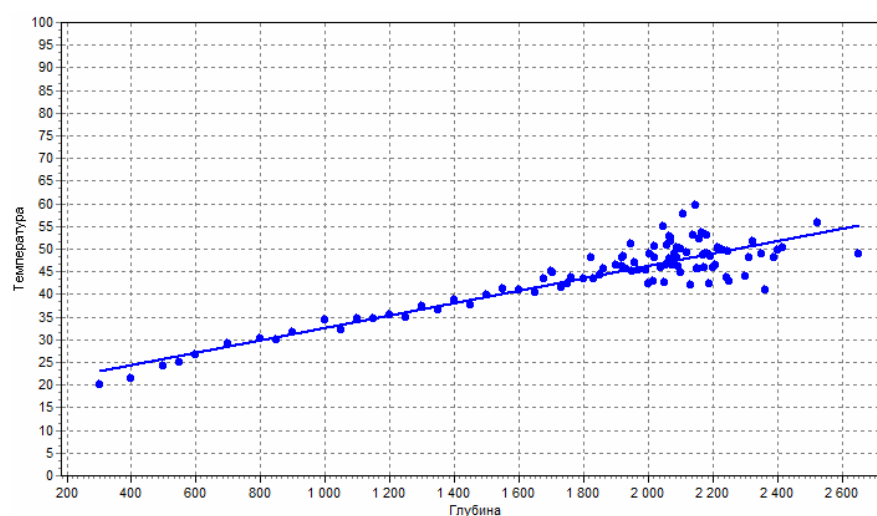


Рис. 1. Распределение температуры, °С, по глубине, м, скважин Речицкого нефтяного месторождения

Fig. 1. Temperature, °C, distribution along the depth, meters, of wells in Rechitsa oil field

4. *Шероховатость рабочей поверхности подземного скважинного оборудования* [7]. Шероховатость рабочей поверхности труб могут служить источниками вихревого образования и замедлителями потока нефти у стенки трубы, что приводит к появлению новых центров кристаллизации ПУ, усилению адгезии кристаллов ПУ к внутренней поверхности стенок и блокировке движения образовавшихся кристаллов между выступами и впадинами поверхности. Если неровности на поверхности труб сопоставимы с размерами кристаллов ПУ или меньше, процесс формирования осадка усложняется. Интенсивность формирования осадка зависит от свойств материалов, из которых изготовлено оборудование для добычи нефти: чем выше полярность материала, тем ниже интенсивность формирования АСПО из-за низкой адгезии кристаллов ПУ. Качество обработки внутренней поверхности труб влияет на процесс формирования АСПО только на начальной стадии, так как неровности поверхности усиливают перемешивание. Со временем интенсивность формирования осадка становится независимой от качества обработки поверхности, поскольку первичный слой отложений уже сформирован.

Данные выводы и наблюдения подтверждаются результатами эксплуатации НКТ со специальным полимерным покрытием majorpack MPLAG17 на скважинах Припятского прогиба. Наличие покрытия на внутренней поверхности НКТ уменьшило шероховатость с 25 до 4 мкм, что позволило отказаться от проведения мероприятий

по борьбе с АСПО. Таким образом, наличие шероховатости на рабочей поверхности оборудования является одной из основных причин адгезии компонентов АСПО на поверхности подземного скважинного оборудования.

5. *Состав нефти.* Определяет ее способность растворять ПУ [3, 10]. Легкая нефть обладает большей растворяющей способностью по сравнению с тяжелой. Содержание смол и асфальтенов в нефти влияет на процесс формирования АСПО. Смолоасфальтеновые компоненты могут блокировать процесс формирования АСПО, адсорбируясь на поверхности кристаллов ПУ, что приводит к снижению поверхностного натяжения, десольватации кристаллов и изменению характера кристаллизации. В результате ослабевают силы коагуляционного сцепления между образовавшимися кристаллами, и кристаллы ПУ остаются в подвижном состоянии в объеме нефти. Нефтяные системы с высоким содержанием нафтеновых и ароматических углеводородов склонны к формированию менее прочных осадков, чем нефти, состоящие в основном из соединений метанового ряда с нормальной структурой. Частицы песка, глины и другие механические примеси, присутствующие в нефти, способствуют агломерации кристаллов ПУ и САК, которые затем оседают на поверхности скважинного оборудования.

Анализ состава нефти в части массового содержания асфальтенов, смол и парафина показал, что массовое содержание асфальтенов по месторождениям Припятского прогиба варьирует от 0,01 до 7,33 %, смол – от 0,01 до 10,41 %, парафина – от 0,3 до 9,65 %. Следовательно, массовое содержание основных компонентов АСПО в нефти из скважин Припятского прогиба изменяется в широком диапазоне, а в некоторых случаях достигает высокого значения.

6. *Обводненность нефти и объемное соотношение фаз* [10]. До сих пор не существует единого мнения о механизме образования АСПО в случае высокой обводненности нефти. Встречаются достаточно противоречивые данные, свидетельствующие как об увеличении, так и о снижении интенсивности формирования АСПО с увеличением обводненности нефти.

Поскольку обводненность добываемой продукции из скважин Припятского прогиба варьирует от 0 до 99 %, то в процессе формирования отложений АСПО рассматриваемый фактор выполняет существенную роль.

Таким образом, изменение давления в потоке добываемой продукции ниже давления насыщения приводит к выделению газовой фазы. Выделение газа ведет к снижению растворяющей способности нефти, а соответственно – к увеличению темпа образования кристаллов ПУ и к изменению теплофизических свойств добываемого флюида. Выделившийся газ, в свою очередь, из-за меньшей плотности имеет большую скорость перемещения относительно жидкости, что также оказывает некоторое влияние на процесс теплопереноса в столбе жидкости.

Изменение температуры добываемой продукции выполняет ключевую роль в процессе формирования АСПО. Это связано с тем, что данный фактор вызывает изменение молекулярной подвижности составляющих АСПО компонентов. Результатом этого является интенсивный рост межмолекулярных связей, что приводит к укрупнению составляющих АСПО частиц.

Следовательно, уменьшение давления и температуры способствует образованию и укрупнению асфальтосмолопарафиновых компонентов. Однако, если в скважинных условиях будет отсутствовать или сведена к минимуму адгезия компонентов АСПО к рабочей поверхности подземного оборудования, а также будет обеспечена необходимая подвижность нефтяного потока жидкости, то уменьшится риск образования АСПО на подземном нефтепромысловом оборудовании.

Со своей стороны, компонентный состав ПУ и САК, а также обводненность формируют процесс коагуляции компонентов АСПО.

Заключение. На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что процесс формирования отложений на поверхности скважинного оборудования и в потоке добываемой продукции является весьма сложным, зависящим от большого количества одновременно протекающих процессов, дополняющих друг друга и постоянно изменяющихся.

Следовательно, для того чтобы применять наиболее эффективные технологии для профилактики и удаления отложений с поверхности нефтепромыслового оборудования, необходимо производить комплексную оценку всех выделенных факторов, и определять, какие из рассмотренных факторов в условиях конкретной скважины оказывают доминирующее влияние на возникновение осложнений.

Литература

1. Горбаченко, В. С. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений / В. С. Горбаченко, Н. А. Демяненко // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2016. – № 3. – С. 17–23.
2. Пресиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Пресиянцев. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.
3. Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, Е. А. Буров, В. Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
4. Иванова, Л. В. Исследование состава асфальтосмолопарафиновых отложений различной природы и пути их использования / Л. В. Иванова, В. Н. Кошелев, О. А. Стоколос // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_2.pdf. – Дата доступа: 26.02.2024.
5. Сергиенко, С. Р. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти / С. Р. Сергиенко, Б. А. Таимова, Е. И. Таталаев. – М. : Наука, 1959. – 412 с.
6. Литвинец, И. В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем : дис. ... канд. хим. наук : 02.00.13 / И. В. Литвинец ; Федер. гос. бюджет. учреждение науки Ин-та химии нефти Сибир. отд. Рос. акад. наук. – Томск, 2012. – 181 с.
7. Сюняев, З. И. Нефтяные дисперсные системы / З. И. Сюняев, Р. З. Сюняев, Р. З. Сафиева. – М. : Химия, 1990. – 226 с.
8. Мухаметова, Э. М. Изучение воздействия комплексных реагентов, содержащих ПАВ, на асфальтосмолистые и парафинистые отложения / Э. М. Мухаметова, Г. А. Муссавирова // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2007. – № 8. – С. 14–17.
9. Сонин, Г. В. Теплофизические свойства почвогрунтов и температура нейтрального слоя территории СНГ / Г. В. Сонин // Георесурсы. – 2001. – № 1 (5). – С. 16–19.
10. Иванова, Л. В. Влияние химического состава и обводненности нефти / Л. В. Иванова, А. А. Васечкин, В. Н. Кошелев // Нефтехимия. – 2011. – № 6. – С. 403–409.

Referens

1. Gorbachenko V. S., Demyanenko N. A. Consideration of the formation process and study of the properties of asphalt, resin and paraffin deposits. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2016, no. 3, pp. 17–23 (in Russian).

2. Presiantsev M. N. *Oil production in difficult conditions*. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2000. 653 p. (in Russian).
3. Ivanova L. B., Burov E. A., Koshelev V. N. Asphalt, resin and paraffin deposits in the processes of production, transport and storage. *Neftegazovoe delo = Oil and gas business*, 2011, no. 1, pp. 268–284 (in Russian).
4. Ivanova L. V., Koshelev V. N., Stokolos O. A. Study of the composition of asphalt, resin and paraffin deposits of various natures and ways of their use. *Neftegazovoe delo = Oil and gas business*, 2011, no. 2, pp. 250–256 (in Russian).
5. Sergienko S. R., Taimova B. A., Tatalaev E. I. *High-molecular non-hydrocarbon compounds of oil*. Moscow, Nauka Publ., 1959. 412 p. (in Russian).
6. Litvinets I. V. *Influence of inhibitory additives on the process of formation of asphalt, resin and paraffin deposits in petroleum dispersed systems*. Tomsk, 2012. 181 p. (in Russian).
7. Syunyaev Z. I., Syunya R. Z., Safieva R. Z. *Oil disperse systems*. Moscow, Himiya Publ., 1990. 226 p. (in Russian).
8. Mukhametova E. M., Mussavirova G. A. Study of the impact of complex reagents containing surfactants on asphalt-resinous and paraffin deposits. *Zashchita okruzhayushchej sredy v neftegazovom komplekse = Environmental protection in the oil and gas complex*, 2007, no. 8, pp. 14–17 (in Russian).
9. Sonin G. V. Thermophysical properties of soils and temperature of the neutral layer of the territory of the Union of Independent States. *Georesursy = Geo resources*, 2001, no. 1 (5), pp. 16–19 (in Russian).
10. Ivanova, L. V. Vasechkin A. A. , Koshelev V. N.. Influence of chemical composition and water cut of oil. *Neftekhimiya = Petrochemistry*, 2011, no. 6, pp. 403–409 (in Russian).

Информация об авторах

Горбаченко Владимир Сергеевич – аспирант, инженер-технолог отдела техники и технологии добычи нефти и исследования скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: V.Gorbachenko@beloil.by

Information about the authors

Gorbachenko Vladislav Sergeevich – process engineer of the department of equipment and technology of oil production and well testing, Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: V.Gorbachenko@beloil.by

Поступила в редакцию 09.02.2024

УДК 550.8

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОГО АЛГОРИТМА ПРОВЕДЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ПОРОДАХ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

П. В. АСВИНОВА¹, Р. В. АСВИНОВ²

¹ Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

² РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

Аннотация. Представлен комплексный алгоритм поиска и разведки скоплений углеводородов в породах кристаллического фундамента, разработанный на основе выделенных теоретических и практических поисково-оценочных критериев. Изучены и систематизированы сведения о нефтегазоносности фундамента, включающие особенности нефтегазонакопления, генезис залежей, особенности формирования зон разуплотнения, благоприятные геологические условия формирования и сохранения залежи, опыт разработки. Систематизированы типы исследований пород и флюидов кристаллического фундамента в зависимости от вида разработок и применяемых методов с их обоснованием.

Ключевые слова: кристаллический фундамент, нефтегазоносность фундамента, нетрадиционные запасы, неконвенциональные запасы, поиск и разведка углеводородов.

Для цитирования. Асвинова, П. В. Разработка комплексного алгоритма проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ в породах кристаллического фундамента Припятского прогиба / П. В. Асвинова, Р. В. Асвинов // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 49–54.

DEVELOPMENT OF AN INTEGRATED ALGORITHM FOR OIL AND GAS EXPLORATION WORKS IN THE CRYSTALLINE FUNDAMENTALS OF THE PRIPYAT TROUGH

P. V. ASVINOVA¹, R. V. ASVINOV²

¹ *Sukhoy State Technical University of Gomel, Republic of Belarus*

² *RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. The paper presents a comprehensive algorithm for the search and exploration of hydrocarbon accumulations in the rocks of the crystalline basement, developed on the basis of selected theoretical and practical search and evaluation criteria. Information on the oil and gas content of the foundation has been studied and systematized, including features of oil and gas accumulation, the genesis of deposits, features of the formation of decompression zones, favorable geological conditions for the formation and preservation of deposits, and development experience. The types of studies of rocks and fluids of the crystalline basement are systematized, depending on the type of research and the methods used to substantiate them.

Keywords: crystalline basement, oil and gas potential of the basement, unconventional reserves, non-conventional reserves, search and exploration for hydrocarbons.

For citation. Asvinova P. V., Asvinov R. V. Development of an integrated algorithm for conducting exploration works for oil and gas in the crystalline rocks of the Pripyat trough. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 49–54 (in Russian).

Введение. Поиск, разведка и разработка нетрадиционных залежей нефти и газа – весьма актуальный вопрос нефтегазовой отрасли, поскольку с каждым годом мы наблюдаем рост неконвенциональных запасов нефти и газа, достигших уже более 50 % в общем объеме сырьевой базы нефтяной промышленности [1]. Один из видов нетрадиционных залежей – скопления углеводородов (УВ) в породах кристаллического фундамента, которые можно отнести не только к трудноизвлекаемым, но и труднодиагностируемым [8].

Цель работы. Формирование комплексного алгоритма поиска и разведки нефтеперспективных объектов в породах кристаллического фундамента (КФ) на основании теоретической базы с учетом различных гипотез и мировой практики разработки.

Материалы и методика проведения исследований. Теоретическое обобщение и анализ зарубежного и отечественного опыта по опоскованию, выделению и разработке скоплений (залежей) УВ в породах КФ.

Результаты и их обсуждение. Добыча нефти и газа из пород КФ осуществляется в 54 осадочных бассейнах – это около 500 месторождений, 55 из которых являются гигантскими и сверхгигантскими, а суммарные извлекаемые запасы составляют 7768 млрд м³ природного газа и 32728,6 млн т нефти [2].

Потенциал в решении вопроса нефтегазоносности пород кристаллического фундамента существует и на территории Припятского прогиба (Республика Беларусь), о чем свидетельствуют исследования и практические данные. А подкрепляется интерес к данной теме опытом успешной разработки соседних структур Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), которая вместе с Припятской впадиной формирует Днепровско-Донецкий нефтегазоносный бассейн.

На территории Украины в породах КФ открыто 4 месторождения нефти и газа, продуктивность установлена на 5 площадях, а еще на 5 – выявлены нефтепроявления. В качестве успешного примера разработки можно указать Хухрянскую и Юльевскую площади, отличившиеся наибольшими дебитами (наибольшие индивидуальные дебиты скважин – 2,768–2,879 млн м³/сут газа и 350 т/сут нефти соответственно).

В пределах Припятского прогиба изучение началось в 1977 г. и к 2023 г. на 188 площадях выполнялись буровые работы в породах КФ, в 325 скважинах отбирался керн, выполнено 105 испытаний скважин в условиях открытого ствола, а в 5 скважинах проводились испытания в колонне. Положительный результат показало Речицкое месторождение. Здесь в скважине Речицкая 601 не выявлены породы-коллекторы, однако по данным геофизических исследований скважин (ГИС) обнаружены зоны трещиноватости. А вот в скважине Речицкая 385 был получен приток нефти на глубине 2905 м, что доказывает наличие коллекторов в КФ на территории Припятского прогиба.

Отсюда возникает вопрос: как выделить и спрогнозировать перспективные зоны нефтегазонакопления в КФ, если традиционные методы опоскования оказываются неэффективными? Необходимо формировать новые подходы поиска и разведки на основании специфики механизма образования залежей и учета их особенностей с точки зрения различных гипотез, применяя таким образом комплексный подход при рассмотрении обозначенного вопроса.

В ходе исследования были изучены и систематизированы сведения о нефтегазоносности фундамента, включающие особенности нефтегазонакопления, генезис залежей, отличительные черты формирования зон разуплотнения, благоприятные геологические условия формирования и сохранения залежи, опыт разработки. Тезисно факторы можно представить в следующем виде:

- разрывные нарушения;
- зоны, приуроченные к выступам фундамента с наличием разломов и вышележащими породами осадочного чехла, обогащенными рассеянным органическим веществом;

- блоковое строение;
- кислые породы (граниты, адалеллиты, гранодиориты), коры выветривания;
- наличие флюидоупора (породы КФ или осадочного чехла);
- зоны контракционной усадки, автометасоматоза, гидротермальной переработки, катагенной и метаморфогенной перекристаллизации;
- явление гидротермального метасоматоза;
- тектоно-кесонные разуплотнения в сочетании с восходящими геотермами;
- субдукционный, обдукционный (90 % случаев) и рифтогенный (10 % случаев) геодинамический режимы;
- наличие вышележащей нефтематеринской породы;
- оптимальный интервал залегания самых продуктивных пластов по опыту в мире: 50–500 м (местами – до 1700 м);
- наличие нескольких генераций трещин (первичная и вторичная пористость);
- повышенный тепловой поток, когда термоградиенты составляют более 4–5 °С на 100 м.

На основании изучения теоретической и практической базы был разработан алгоритм рекомендуемых исследований пород и флюидов КФ, приведенный в таблице.

Комплекс рекомендуемых исследований пород и флюидов кристаллического фундамента

A set of recommended studies of rocks and fluids of the crystalline basement

Тип исследований	Методы	Обоснование
Тектоническое исследование районов	Изучение тектонической характеристики района с акцентом на выявление разрывных нарушений, блокового строения	Формирование системы дизъюнктивных нарушений способствует прогнозированию участков (вблизи разломов), имеющих повышенную проницаемость
	Анализ тектоно-магматической эволюции КФ и выявление индивидуальных особенностей развития региона в глубинных структурах	Прогноз расположения зон разуплотнения
Определение генезиса залежей УВ в КФ	Биогенная теория: – сравнительный анализ проб нефти с вышележащими горизонтами; – определение и сравнение возрастов проб нефтей, поиск нефтематеринской толщи	Формирование представления о миграции флюида и прогноз перспективных зон
	Абиогенная теория: – анализ нефти на содержание гелия; – анализ на первичные флюидные включения кристаллических пород	Поиск залежей независимо от наличия вышележащих нефтематеринских пород
	Теория коровых волноводов	Объяснение и прогнозирование расположения жильных ловушек, пояснение формирования пустотности в породах КФ
Термометрические	Термокаротаж	В 57 % случаях нефтегазоносности КФ термоградиенты – более 4–5 °С на 100 м

Тип исследований	Методы	Обоснование
Сейсмические	Комплекс методов преломленных волн (МПВ) и отраженных волн (МОВ)	Повышение надежности прогнозирования строения КФ. Поверхность определяется посредством МПВ, а зоны разрывных нарушений МОВ и МПВ – в комплексе
Геофизические	Стандартный комплекс: БК, РК, ДС, ВАК. Дополнительные методы: АК, ГГК, ННК, ГК-С. Сочетание акустических и электрических методов. Сканирование: – FMI – электрическое сканирование; – DSI – акустический сканирующий каротаж; – UBI – ультразвуковое акустическое зондирование; – FWSL – полнокартинный акустический каротаж). Интерпретация с исключением литологического состава (математическая модель порового пространства гранитоидных трещиноватых коллекторов)	Определение трещинной пористости, параметры трещин, количественной пористости, типа трещин, выделение интервалов трещиноватых пород-коллекторов, зон трещиноватости с детализацией их типов и количественное определение составляющей трещинно-кавернозной пористости, определение характера насыщения
Лабораторные	Обработка и пробоподготовка керн: ревизия, спектральный анализ и плотностной гамма-каротаж, продольная распиловка, маркировка, фотодокументирование в белом свете и ультрафиолетовом излучении, разметка и отбор стандартных образцов. Петрофизические исследования для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), удельного электрического сопротивления и плотности, пиролитические – для определения содержания органических веществ (ОВ) в породе, минералогические (рентгеновская дифракция, флуоресценция). Рентгенофлуоресцентный анализ (РФА)	Изучение ФЕС, петрофизических параметров ГП, содержание ОВ, химический и минералогический анализ и т. д.
Геохимические	f-радиография, определение ураноториевого отношения, анализ на содержание ионов аммония, йода во флюиде	Возможные предпосылки содержания ОВ
Геомеханические	Определение механических свойств: жесткости, сопротивляемости, прочности и т. д.	Разработка способов для опробования, испытания и разработки залежей в нетрадиционных коллекторах (КФ)
Бурение	Бурение с отбором керн в интервалах 50–500 м	Изучение литологии, выявление разуплотненных зон

Данный алгоритм позволит составить рациональный и эффективный для таких нетрадиционных залежей план геолого-разведочных работ, а комплексный подход

даст возможность найти причинно-следственную связь и определить оптимальные методы опоискования.

Заключение. Среди обнаруженных новых месторождений УВ большее место занимают нетрадиционные залежи нефти и газа, к которым, в частности, относятся скопления УВ в породах кристаллического фундамента. Комплексный подход в изучении нефтегазоносности пород КФ помогает выявить причинно-следственную связь и установить оптимальные методы опоискования на базе выделенных в ходе исследования благоприятных факторов нефтегазонакопления. На основании представленных результатов исследования предложен алгоритм поиска и разведки скоплений углеводородов в породах кристаллического фундамента.

Литература

1. Мировая энергетика – 2050 (Белая книга) / под ред. В. В. Бушуева, В. А. Каламанова. – М. : Энергия, 2011. – 360 с.
2. Краюшкин, В. А. К проблеме небиогенной природы нефти и природного газа / В. А. Краюшкин, Н. Б. Шевченко // Геология и полезные ископаемые мирового океана. – 2018. – № 2. – С. 65–85.
3. Кошляк, В. А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.12 / В. А. Кошляк ; Науч.-произв. фирма «Геофизика». – Уфа, 2004. – 51 с.
4. Аналитическая записка по изучению нефтегазоперспективности пород кристаллического фундамента : отчет о НИР (заключ.) / Нефтегазодобывающее упр. «Речицанефть» РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» ; рук. темы Е. Г. Паремский. – Речица, 2020. – 68 с.
5. Нгуен, Х. Б., Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождений Белый Тигр / Х. Б. Нгуен // Изв. Том. политехн. ун-та. – 2013. – Т. 323, № 1. – С. 27–33.
6. Асвинова, П. В. Перспектива нефтегазоносности кристаллического фундамента на примере Речицкого месторождения Припятского прогиба / П. В. Асвинова, Р. В. Асвинов // Актуальные проблемы недропользования : материалы XIX Междунар. форум-конкурса студентов и молодых ученых, Санкт-Петербург, 2023 г. / С.-Петерб. гор. ун-т. – СПб., 2023. – С. 15–17.
7. Асвинов, Р. В. Кристаллический фундамент. Опоискование и разработка скоплений углеводородов на примере Припятского прогиба / Р. В. Асвинов // Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая независимость : материалы XVII науч.-техн. конф., Уфа, 2023 г. / ПАО «НК «Роснефть». – Уфа, 2023. – С. 53–54.
8. Коротеева, О. В. Перспективы нефтегазоносности пород кристаллического фундамента на территории Припятского прогиба / О. В. Коротеева // Нефтяник. – 2021. – № 2 (40). – С. 72–77.

Reference

1. Eds. Bushuev V. V., Kalamamov V. A. *World energy – 2050*. Moscow, Energiya Publ., 2011. 360 p. (in Russian).
2. Krayushkin V. A., Shevchenko N. V. On the problem of the nonbiogenic nature of oil and natural gas. *Geologiya i poleznye iskopaemye mirovogo okeana*, 2018, no. 2, pp. 65–85 (in Russian).
3. Koshlyak V. A. *Granitoid reservoirs of oil and gas*. Ufa, 2004. 51 p. (in Russian).

4. Paremsky E. G. (theme leader), Production Department of RUE Belarusneft Production Association. *Analytical note on the study of the oil and gas prospects of crystalline basement rocks*. Rechitsa, 2020. 68 p. (in Russian).
5. Nguyen H. B. Geophysical studies of wells in the study of magmatic reservoirs of the White Tiger deposits. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 27–33 (in Russian).
6. Asvinova P. V., Asvinov R. V. The prospect of oil and gas content of the crystalline basement on the example of the Rechitsky deposit of the Pripyat trough. *Aktual'nye problemy nedropol'zovaniya: materialy XIX Mezhdunarodnyi forum-konkurs studentov i molodykh uchenykh, Sankt-Peterburg, 2023 g.* [Actual problems of subsurface use: materials of the XIX International Forum-competition of students and young scientists, Saint Petersburg, 2023]. Saint Petersburg, 2023, pp. 15–17 (in Russian).
7. Asvinov R. V. The crystal foundation. Prospecting and development of hydrocarbon accumulations on the example of the Pripyat trough. *Tsifrovye tekhnologii v dobyche uglevodorodov: tsifrovaya nezavisimost': materialy XVII naucho-tekhnicheskoi konferentsii, Ufa, 2023 g.* [Digital technologies in hydrocarbon production: digital independence: proceedings of the XVII Scientific and Technical Conference, Ufa, 2023]. Ufa, 2023, pp. 53–54 (in Russian).
8. Koroteeva O. V. Prospects of oil and gas content of crystalline basement rocks on the territory of the Pripyat trough. *Neftyanik*, 2021, no. 2 (40), pp. 72–77 (in Russian).

Информация об авторах

Асвинова Полина Вадимовна – студент 5 курса. Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого (пр. Октября, 48, 246746, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: polinaasvinova@yandex.by

Асвинов Роман Вадимович – исследователь в области геолого-минералогических наук, ведущий геолог Управления геологии и разработки месторождений. Центральный аппарат РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Рогачевская, 9, 246003, г. Гомель, Республика Беларусь). E-mail: R.Asvinov@beloil.by

Information about the authors

Asvinova Polina Vadimovna – a fifth-year student. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: polinaasvinova@yandex.ru

Asvinov Roman Vadimovich – a researcher in the field of geological and mineralogical sciences, leading geologist of the Department of Geology and Field Development. Central Administration of RUF “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: r.asvinov@beloil.by

Поступила в редакцию 05.02.2024

УДК 552.578.2

АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТРАТЕГИИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ РАЗРАБОТКИ

Т. А. ШОКУРОВА

*Альметьевский государственный нефтяной институт,
Российская Федерация*

Аннотация. Анализ выработки нефтяного месторождения является ключевым этапом в определении оптимальных методов и технологий для добычи ресурсов, а также для оптимизации экономической эффективности и устойчивости разработки месторождения в целом. Исследования и анализ выработки месторождения позволяют определить оптимальные стратегии добычи ресурсов, учитывая геологические особенности и экономические факторы. Они также дают возможность предсказать изменения в нефтяном месторождении со временем и адаптировать стратегии разработки в соответствии с изменяющимися условиями. Анализ выработки запасов нефти становится неотъемлемой частью геологического и экономического планирования разработки месторождений и содействует оптимизации добычи полезных ископаемых.

Ключевые слова: выработка запасов, технологические показатели, методика исследования, геолого-технологические мероприятия.

Для цитирования. Шокурова, Т. А. Анализ выработки запасов месторождения для определения стратегии дальнейшей разработки / Т. А. Шокурова // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 55–62.

ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF RESERVES OF THE FIELD TO DETERMINE THE STRATEGY FOR FURTHER DEVELOPMENT

T. A. SHOKUROVA

Almetyevsk State Oil Institute, Russian Federation

Annotation. The analysis of the development of an oil field is a key step in determining the optimal methods and technologies for resource extraction, as well as for optimizing the economic efficiency and sustainability of the development of the field as a whole. Research and analysis of the field's development make it possible to determine the optimal strategies for resource extraction, taking into account geological features and economic factors. They also make it possible to predict changes in the oil field over time and adapt development strategies according to changing conditions. The analysis of the field development is an integral part of the geological and economic planning of field development and contributes to the optimization of mining.

Keywords: production of reserves, technological indicators, research methodology, geological and technological measures.

For citation. Shokurova T. A. Analysis of the development of reserves of the field to determine the strategy for further development. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 55–62 (in Russian).

Введение. Определение оптимальной стратегии для дальнейшей разработки месторождения является сложной задачей, требующей учета множества факторов, таких как геологические особенности месторождения, экономическая эффективность, устойчивость разработки и др. Кроме того, со временем условия добычи и характеристики месторождения могут изменяться, что требует постоянного анализа и адаптации стратегии разработки.

Цель работы. Оценка и анализ процесса выработки запасов нефти по месторождению X для определения дальнейшей стратегии разработки.

Материалы и методика проведения исследований. Оценка вовлеченных запасов залежи действующим фондом скважин по следующим зависимостям: воднонефтяной фактор (ВНФ) – коэффициент извлечения нефти (КИН), методы Назарова–Сипачева, Максимова, Камбарова.

Характеристики вытеснения отражают реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой, т. е. позволяют судить об эффективности выработки запасов нефти объектов разработки [1]. Вовлеченные запасы залежи действующим фондом скважин оценивались по зависимостям ВНФ – КИН, методами Назарова–Сипачева, Максимова, Камбарова.

Промышленно-статистическая методика Назарова–Сипачева для прогноза показателей разработки характеризует зависимость, дающую представление о связи водонефтяного фактора с накопленными отборами воды. Этот метод подробно описывает прямую зависимость роста ВНФ от роста добычи воды с увеличением обводненности добываемой продукции. Чем выше накопленный ВНФ и стабильнее и равномернее ведется разработка изучаемого объекта, тем актуальнее применение данной методики [2]. Таким образом, при интенсивном заводнении или активном притоке подошвенных вод продолжительное время методика показывает хорошие результаты. Однако на объектах, которые работают на истощении пластовой энергетики с низким уровнем обводненности или на которых активно проводятся мероприятия по снижению обводненности продукции скважин, метод будет неприменим, поскольку он очень чувствителен ко всякого рода коррекциям режима работы.

Промышленно-статистическая методика Максимова для прогноза показателей разработки представляет из себя зависимость, характеризующую связь накопленных отборов воды с накопленными отборами нефти [3]. Этот метод подробно описывает большинство объектов разработки. Однако для объектов, на поздней стадии разработки которых активно проводятся мероприятия по коррекции работы месторождения, например, изоляция водопритокров, бурение боковых стволов, внедрение методов увеличения нефтеотдачи и т. п., данная методика не применяется.

Промышленно-статистическая методика Камбарова для прогноза показателей разработки включает в себя зависимость, анализирующую связь накопленных отборов нефти с накопленными отборами жидкости.

Графико-статистическая методика ВНФ – КИН позволяет оценить динамику КИН с ростом обводненности продукции [4]. По мере увеличения обводненности кривые быстро выполаживаются, причем темпы роста ВНФ опережают темпы роста КИН. При высокой обводненности кривые должны асимптотически приближаться к горизонтальной линии, соответствующей конечному КИН для данной залежи.

Объектами исследования на месторождении X являются поднятие № 1 и поднятие № 2, представленные карбонатными отложениями башкирского яруса среднего карбона. Башкирский объект введен в разработку в 1989 г. и на текущий момент разрабатывается скважинами поднятий № 1 и 2. В действующем фонде числится 24 добывающие, 2 нагнетательные скважины. На объекте присутствуют скважины, работающие совместно с другими объектами. Основную долю добычи обеспечивают скважины поднятия № 1.

На поднятии № 1 месторождения X разработка ведется с 1989 г. С начала эксплуатации отобрано 62,7 % от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ) (рис. 1), обводненность продукции – 78,8 %. Средний дебит нефти на одну добывающую скважину равен 3 т/сут, жидкости – 14,2 т/сут. Текущий КИН равен 0,2 при утвержденном 0,324.

На поднятии № 2 разработка ведется с 2004 г. С начала эксплуатации отобрано 7 % от НИЗ, обводненность продукции – 68,5 %. Закачка на поднятии не производилась. Средний дебит нефти на одну добывающую скважину равен 2,5 т/сут, жидкости – 7,9 т/сут. Текущий КИН равен 0,02 при утвержденном 0,324.

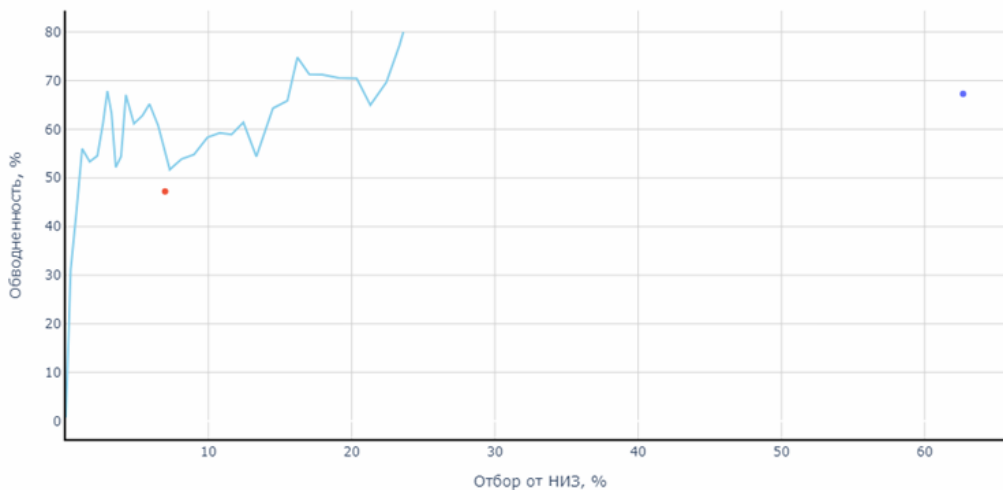


Рис. 1. График зависимости обводненности от отбора от НИЗ по башкирскому ярусу:
 ■ – поднятие № 1; ■ – поднятие № 2; — – в целом по объекту

Fig. 1. A graph of the dependence of water availability on selection from the bottom of the Bashkir tier:
 ■ – raising N 1; ■ – raising N 2; — – in general for the object

По башкирскому ярусу на залежи поднятия № 1 обводненность сопоставима с отбором от НИЗ (рис. 2), на поднятии № 2 обводненность значительно превышает отбор от НИЗ.

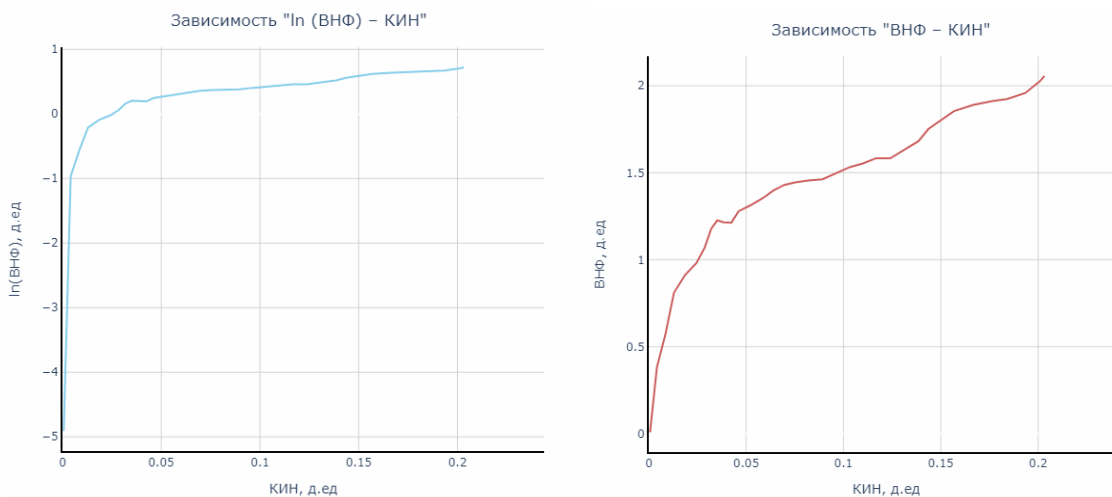


Рис. 2. Зависимости: ln (ВНФ) – КИН, ВНФ – КИН по башкирскому ярусу поднятия № 1

Fig. 2. Dependencies: ln (VNF) – KIN, VNF – KIN according to the Bashkir tier of elevation N 1

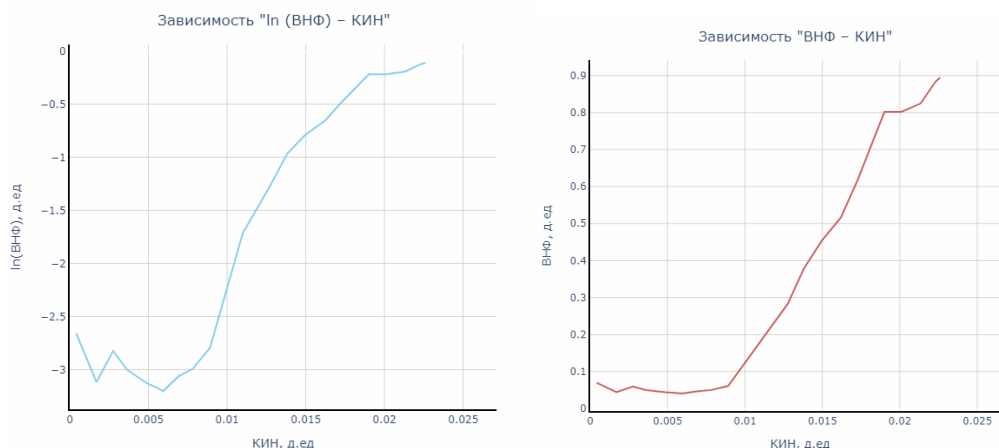


Рис. 3. Зависимости: $\ln(VNF) - KIN$, $VNF - KIN$ по башкирскому ярусу поднятия № 2

Fig. 3. Dependencies: $\ln(VNF) - KIN$, $VNF - KIN$ according to the Bashkir tier of elevation N 2

Кривые зависимостей $\ln(VNF) - KIN$, $VNF - KIN$ по поднятию № 1 (рис. 3) выполаживаются и асимптотически приближаются к горизонтальной прямой, благодаря чему можно предположить, что достижение проектной нефтеотдачи осуществимо.

Кривые зависимостей $\ln(VNF) - KIN$, $VNF - KIN$ по поднятию № 2 имеют резко растущий тренд, что указывает на значительный темп роста обводненности при низкой выработанности объекта. Достижение проектного КИН при сохранении тренда без регулирования системы разработки не представляется возможным.

Метод Назарова–Сипачева определяет зависимость, где по оси абсцисс отражены накопленные отборы воды, а по оси ординат – отношение накопленных отборов жидкости к накопленным отборам нефти. Конечный участок получившейся кривой стремится к линейному виду, что позволяет его линейно аппроксимировать, т. е. вычислить уравнение прямой и определить коэффициенты « a » и « b ». Графики зависимости приведены на рис. 4 и 5.

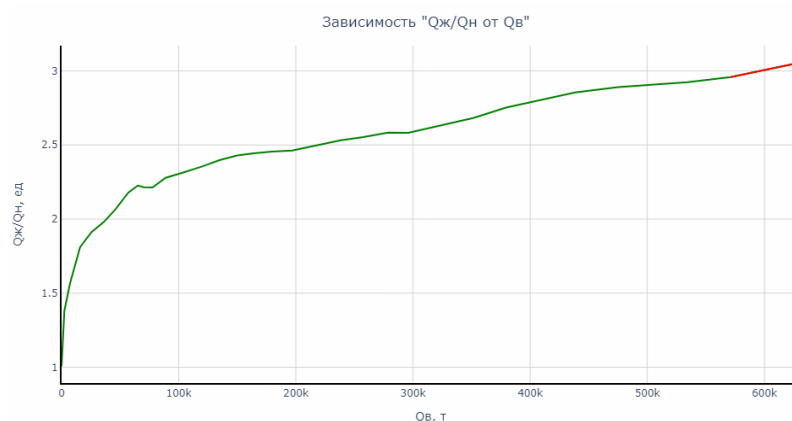


Рис. 4. Метод Назарова–Сипачева для башкирского объекта поднятия № 1:
— – зависимость; — – линейная регрессия

Fig. 4. The Nazarov–Sipachev method for the Bashkir lifting object N 1:
— – dependence; — – linear regression

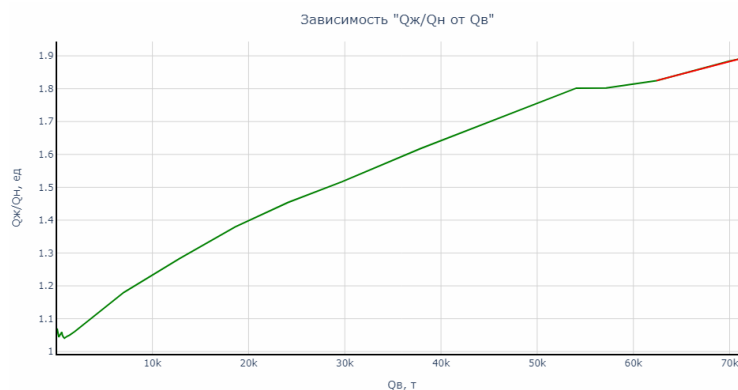


Рис. 5. Метод Назарова–Сипачева для башкирского объекта поднятия № 2:

— зависимость; — линейная регрессия

Fig. 5. The Nazarov–Sipachev method for the Bashkir lifting object N 2:

— dependence; — linear regression

Характер неравномерного роста кривых вытеснения как по поднятию № 1, так и по поднятию № 2 свидетельствует об активном применении мероприятий по снижению обводненности продукции, в том числе ввод новых скважин, и несколько искажает результаты прогноза. Поэтому ограниченный участок кривой, выделенный красным цветом, был линейно аппроксимирован и использовался для построения линейной регрессии.

Исходя из выполненных расчетов, установлено следующее:

1) достигаемый КИН при текущей системе разработки поднятия № 1 равен 0,4; значение прогнозного КИН при обводненности продукции 98 % составляет 0,347;

2) достигаемый КИН при текущей системе разработки поднятия № 2 равен 0,037; значение прогнозного КИН при обводненности продукции 98 % составляет 0,034.

Метод Максимова показывает зависимость, которая по оси абсцисс отображает накопленные отборы нефти, а по оси ординат – натуральный логарифм накопленных отборов воды. Конечный участок получившейся кривой стремится к линейному виду, что позволяет его линейно аппроксимировать, т. е. найти решение уравнения прямой и определить коэффициенты «a» и «b».

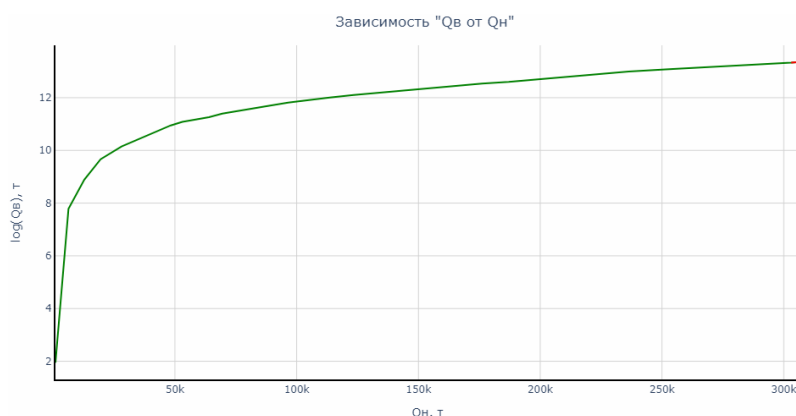


Рис. 6. Метод Максимова для башкирского объекта поднятия № 1:

— зависимость; — линейная регрессия

Fig. 6. Maximov's method for Bashkir lifting object N 1:

— dependence; — linear regression

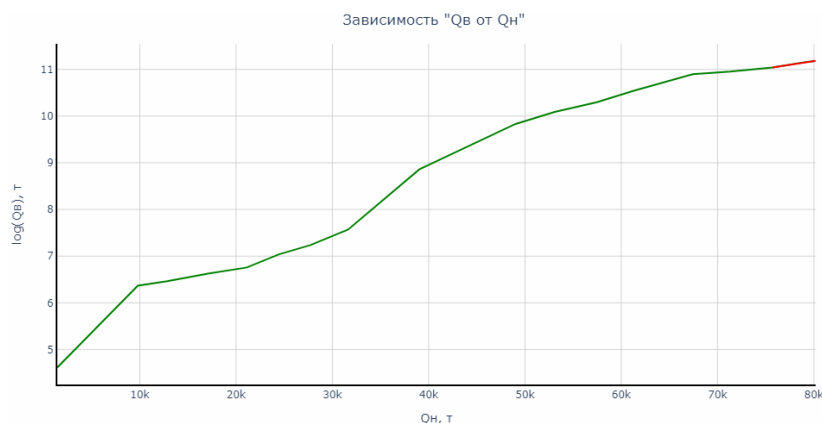


Рис. 7. Метод Максимова для башкирского объекта поднятия № 2:
— – зависимость; — – линейная регрессия

Fig. 7. Maximov's method for Bashkir lifting object N 2:
— – dependence; — – linear regression

Метод Максимова неасимптотичен, т. е. кривая вытеснения не имеет свойства асимптотического приближения к прямой, характеризующей максимально возможные извлекаемые запасы нефти. Соответственно при помощи данного метода нет возможности определить максимальные извлекаемые запасы при бесконечно долгой фильтрации, однако можно оценить извлекаемые запасы нефти при заданной обводненности продукции. В текущих анализах граничное значение обводнения принято 98 %.

По «надлому» кривой вытеснения по поднятию № 1 (рис. 6) на конечном участке можно судить об активном применении мероприятий по снижению обводненности после 2015 г., что приведет к завышению прогнозного КИН и извлекаемых запасов. Линейная аппроксимация проведена по участку последних трех лет, когда продолжился рост обводненности.

Неравномерность кривой вытеснения по поднятию № 2 (рис. 7) отражает нестабильную обводненность продукции скважин за весь период разработки объекта. Линейная аппроксимация проводилась по участку последних трех лет, когда был установлен рост обводненности.

На основе сделанных расчетов приведены следующие данные:

- 1) достигаемый КИН при обводненности продукции 98 % на поднятии № 1 равен 0,41;
- 2) значение достигаемого КИН при обводненности продукции 98 % на поднятии № 2 составляет 0,05.

Метод Камбарова определяет зависимость, где по оси абсцисс представлены накопленные отборы жидкости (рис. 8, 9), а по оси ординат – произведение накопленных отборов нефти и накопленных отборов жидкости. Конечный участок получившейся кривой стремится к линейному виду, что дает возможность его линейно аппроксимировать, т. е. вычислить уравнение прямой и установить коэффициенты «а» и «b».

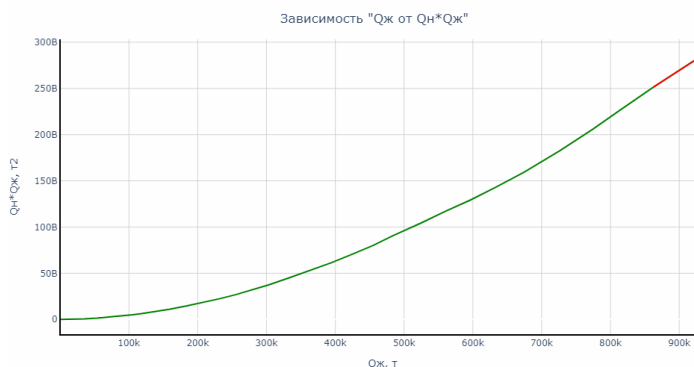


Рис. 8. Метод Камбарова для башкирского объекта поднятия № 1:

— зависимость; — линейная регрессия

Fig. 8. Kambarov's method for Bashkir lifting object N 1:

— dependence; — linear regression

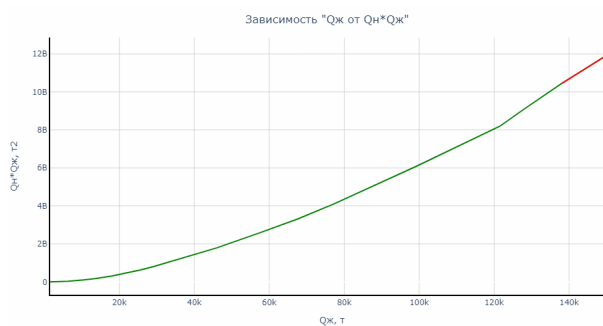


Рис. 9. Метод Камбарова для башкирского объекта поднятия № 2:

— зависимость; — линейная регрессия

Fig. 9. Kambarov's method for Bashkir lifting object N 2:

— dependence; — linear regression

Линейный характер кривых вытеснения поднятий выделяется лишь на промежутке последних трех лет по вышеописанным причинам, поэтому линейная аппроксимация проведена по этому участку.

На базе произведенных расчетов получены следующие данные:

- 1) достигаемый КИН при текущей системе разработки поднятия № 1 равен 0,32;
- 2) значение достигаемого КИН при текущей системе разработки поднятия № 2 составляет 0,035.

Заключение. Таким образом, подводя итоги проведенного анализа выработки запасов башкирского объекта месторождения X, можно сделать следующие выводы:

1. Полученные кривые вытеснения по поднятию № 1 на основе промыслово-статистических методик свидетельствуют о том, что при текущей системе разработки существует высокая вероятность достижения проектного КИН. Активное применение мероприятий по снижению обводненности продукции скважин несколько превышает прогнозные расчеты.

2. Представленные кривые вытеснения по поднятию № 2 на основе промыслово-статистических методик показывают, что при текущей системе разработки достижение проектного КИН невозможно. Рекомендуется вовлечение в разработку недраенируемых запасов нефти путем ввода нового фонда и проведение мероприятий на действующем фонде по снижению обводненности добываемой продукции.

Благодарность. Автор выражает благодарность преподавателям кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» АГНИ, начальнику отдела планирования и геологического сопровождения скважин ПАО «Татнефть» И. Р. Мухлиеву за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Gratitude. Gratitude. The author expresses great gratitude to the teachers of the department “Development and Operation of Oil and Gas Fields” of AGNI, the head of the department of planning and geological support of wells of PJSC Tatneft, I. R. Mukhliev for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

Литература

1. Галлямов, М. Н. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений / М. Н. Галлямов, Р. Ш. Рахимкулов. – М. : Недра, 1978. – 278 с.
2. Назаров, С. Н. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей / С. Н. Назаров, Н. В. Сипачев // Изв. высш. учеб. заведений. Нефть и газ. – 1972. – № 10. – С. 41–46.
3. Максимов, М. И. Метод подсчета извлекаемых запасов нефти в конечной стадии эксплуатации нефтяных пластов в условиях вытеснения нефти водой / М. И. Максимов // Геология нефти и газа. – 1959. – № 3. – С. 42–47.
4. Антониади, Д. Г. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / Д. Г. Антониади, О. В. Савенок, Н. А. Шостак. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.

Referens

1. Gallyamov M. N., Rakhimkulov R. Sh. *Increasing the efficiency of oil well operation at the late stage of field development*. Moscow, Nedra Publ., 1978. 278 p. (in Russian).
2. Nazarov S. N., Sipachev N. V. Methodology for forecasting technological indicators at the late stage of oil deposit development. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz = Izvestiya vysokikh uchebnykh uchebnykh obrazovaniye. Oil and gas*, 1972, no. 10, pp. 41–46 (in Russian).
3. Maksimov M. I. Method for calculating recoverable oil reserves at the final stage of exploitation of oil reservoirs in conditions of oil displacement by water. *Geologiya nefti i gaza = Geology of oil and gas*, 1959, no. 3, pp. 42–47 (in Russian).
4. Antoniadis D. G., Savenok O. V., Shostak N. A. *Theoretical foundations for the development of oil and gas fields*. Krasnodar, Prosveshchenie-Yug Publ., 2011. 203 p. (in Russian).

Информация об авторах

Шокурова Татьяна Алексеевна – магистрант, Альметьевский государственный нефтяной институт (ул. Ленина, 2, 423462, Альметьевск, Российская Федерация). E-mail: shokurova@yandex.ru

Information about the authors

Shokurova Tatyana Alekseevna – master's student. Almet'yevsk State Oil Institute (2, Lenin Str., 423462, Almet'yevsk, Russian Federation). E-mail: shokurova@yandex.ru

Поступила в редакцию 05.03.2024

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.