

Инвертно-эмульсионные растворы для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения

В. А. Парфирьев¹, Ю. В. Ваганов^{2*}, Н. Н. Закиров²

¹НГДУ «Талаканнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Аннотация. В работе приводится анализ строительства нефтяных скважин на месторождениях Талаканской группы Восточной Сибири. На основе геологического строения залежи и условий ее формирования обосновано низкое качество строительства нефтяных скважин, в частности, приведены осложнения, с которыми приходится сталкиваться в процессе проводки ствола скважины при бурении. На основе проведенного анализа выявлено, что применение традиционных моносольевых и соленасыщенных буровых растворов недостаточно эффективно для одновременного решения задач по вскрытию интервалов солевых отложений и качественному первичному вскрытию продуктивных пластов.

На основании анализа литературных источников и опыта строительства в Восточной Сибири первых поисковых скважин обосновано использование промывочных жидкостей на углеводородной основе. В результате теоретических и лабораторных исследований предложены составы инвертно-эмульсионных растворов из углеводородов, доступных в условиях месторождения Восточной Сибири. Результаты исследований по определению влияния промывочных жидкостей на коллекторские свойства продуктивного пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения показали, что восстановление проницаемости керна после воздействия фильтратов раствора на углеводородной основе составило в среднем 90 %, что значительно превышает воздействие буровых растворов на водной основе, где коэффициент восстановления равен 23 %.

Ключевые слова: скважина; Восточно-Алинское месторождение; буровой раствор; инвертно-эмульсионный раствор; продуктивность скважин; дебит скважин

Invert-emulsion drilling fluids for exposing Hamakin horizon of the Vostochno-Alinskoye oil and gas condensate field

Vasily A. Parfiryev¹, Yuriy V. Vaganov^{2*}, Nikolay N. Zakirov²

¹Surgutneftegas PJSC, Surgut, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Abstract. The article is devoted to an analysis of the oil well construction in the fields of the Talakan group of Eastern Siberia. The low quality of the construction of oil wells is explained based on geological structure of the reservoir and the conditions of its formation, particularly, the complications encountered during drilling are given. Based on the analysis, it was found that the use of traditional mono-salt and salt-saturated drilling muds is not effective enough to simultaneously solve

the problems of exposing intervals of salt deposits and high-quality primary exposing of reservoirs.

Based on the literature data analysis and the experience of building the first exploratory wells in Eastern Siberia, the use of hydrocarbon-based flushing liquids is justified. As a result of theoretical and laboratory studies, the compositions of invert-emulsion drilling fluids are proposed of hydrocarbons, which are available in the conditions of fields in Eastern Siberia. The results of studies for determining the effect of flushing fluids on the reservoir properties of the V₁₀ reservoir of the Vostochno-Alinskoye oil and gas condensate field showed that recovery of core permeability after exposure to hydrocarbon-based flushing liquid was on average 90 %, which is significantly higher compared to the effect of water-based drilling muds, where the recovery coefficient is 23 %.

Key words: well; the Vostochno-Alinskoye oil and gas condensate field; drilling mud; invert-emulsion drilling fluid; well productivity; flow rate

Введение

В процессе строительства, освоения и последующей эксплуатации скважин важную роль играет состояние околоскважинной зоны пласта, которая оказывает влияние на потенциальную продуктивность скважины. Техническое состояние скважины (отсутствие заколонной циркуляции, герметичность колонн), прискважинную зону и часть продуктивного пласта между скважинами необходимо рассматривать как элементы единой техноприродной системы. Потенциальная продуктивность скважин возможна в том случае, если не происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в прискважинной зоне пласта (ПЗП) на всех этапах строительства: вскрытия продуктивного пласта бурением и заканчивания скважин (цементирование и вторичное вскрытие).

Определяющее влияние на технологию бурения скважин в Восточной Сибири оказывают комплекс слагающих разрез карбонатных, терригенных и хемогенных пород, поглощение промывочной жидкости закарстованными породами и пластовыми интрузиями, аномально низкое пластовое давление (АНПД) и температура. Охлажденность недр и присутствие в разрезе нескольких галогенных толщ вызывают необходимость бурения скважин на высокоминерализованных либо безводных промывочных жидкостях с целью недопущения размыва пластов солей, а также гидратообразования. Потенциальная возможность возникновения гидратообразования сохраняется при вскрытии газонасыщенных коллекторов на пресных буровых растворах^{1,2}. Анализ вскрытия нефтегазонасыщенных терригенных отложений венд-кембрия в республике Якутии показал использование исключительно высокоминерализованных хлоридно-натриевых рассолов, которые в процессе бурения принимали вид бесструктурной шламовой суспензии плотностью 1 160–1 280 кг/м³ и которые в условиях АНПД³ создавали репрессию на коллекторы до 13 МПа, что обуславливало недостижение проектных дебитов в среднем 65 т/сут [1].

¹ Временная инструкция по применению соленасыщенных асбогелевых растворов для вскрытия терригенных и продуктивных пластов / ПГО «Ленанефтегазгеология». – Якутск, 1987.

² Временный регламент по буровым растворам для бурения скважин в терригенных, карбонатных и хемогенно-карбонатных отложениях Якутской АССР. – Якутск, 1985.

³ Технологическая схема разработки Восточно-Алинского газонефтяного месторождения / Сургутский научно-исследовательский и проектный институт «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз». – Тюмень, 2016.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются нефтяные скважины, вскрывшие хамакинский горизонт Восточно-Алинского месторождения.

Восточно-Алинское нефтегазоконденсатное месторождение, относящееся к Талаканской группе месторождений Восточной Сибири по геологическому строению, относится к очень сложным. Объектом разработки является пласт В₁₀ хамакинского горизонта, эффективная нефтенасыщенная толщина которого колеблется в пределах 4,1–16,1 м, пласт характеризуется высокими ФЕС, проницаемостью, равной $149,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², начальное пластовое давление по залежи объекта В₁₀ составляет 11,5 МПа, что является аномально низким и осложняет процесс вскрытия пласта и последующее его освоение [2]. Вскрытие продуктивного пласта проводится насыщенным соевым биополимерным раствором (СБР), свойства которого представлены в таблице 1 [3].

Таблица 1

Свойства солевого биополимерного раствора

| Параметр | Значение |
|---|----------------|
| Плотность (ρ), кг/м ³ | 1 160 |
| Условная вязкость (T), с | 25–36 |
| Водоотдача (V), см ³ /30 мин (стандарт АНИ) | 8–10 |
| Статическое напряжение сдвига (СНС), дПа: – за 10 с – за 10 мин | 15–20 35–40 |
| Динамическое напряжение сдвига (ДНС), дПа | 50–80 |
| Пластическая вязкость, ($\eta_{пл}$), мПа · с | 10–20 |
| Коэффициент трения | Не более 0,06 |
| Водородный показатель (рН) | 7,0–8,5 |

Практика строительства скважин показала, что без отклонений от проектных решений в процессе бурения репрессия на пласт превышает более чем на 40 % пластовое давление. Дополнительным фактором отрицательного воздействия репрессии на пласт является вскрытие хамакинского горизонта при не обсаженных колонной солевых отложений юрегинской свиты, что приводит к дополнительной репрессии на пласт до 7 МПа и более, за счет увеличения плотности бурового раствора перенасыщением его выбуриваемым шламом, при этом коэффициент аномальности 0,8 [3, 4]. Повышение минерализации СБР влечет за собой рост фильтрации, что наблюдается во время длительных простоев, при спускоподъемных операциях, каротажных работах. В условиях повышения концентрации ионов в дисперсной фазе бурового раствора защитная функция полимерных реагентов «поносителей фильтрации», карбоксиметилцеллюлозы и полиакриламида ослабевает [5]. Длительное нахождение полимерных молекул в агрессивной минерализованной среде приводит к сворачиванию развернутых конформационных форм макромолекул в глобулярное состояние. В «сжатом» состоянии полимеры способствуют дополнительной кольматации прискважинной зоны субколлоидными частицами. Дополнительные обработки полимерами требуют времени, усилий и не обеспечивают длительного действия. Разбавление раствора приводит к увеличению экологически опасных отходов бурения, проблема утилизации которых — острая задача [6].

Еще одна существенная причина негативного воздействия СБР на продуктивный коллектор — контакт его фильтрата с безводной формой сульфата

кальция CaSO_4 (ангидрита), присутствующего в вещественном составе пород хамакинского горизонта. Участки ангидритизации пород продуктивного пласта B_{10} отмечаются во многих поисково-разведочных скважинах лицензионной площади, в том числе и на эксплуатационных объектах [7].

История формирования залежи показывает, что после завершения процессов образования аутигенного кварца и битума происходили процессы карбонатизации и сульфатизации, что привело к частичному заполнению порового пространства карбонатными составляющими минералов, в основном доломитом и сульфатами; имеющееся распределение имеет очаговый характер и не оказывает влияния на ФЕС даже при высоком их содержании до 15 %. В этом случае вторичные минералы цементируют зерна отдельными небольшими участками, что в керне и в шлифе выглядит как пятна. Внутри пятен цемент всегда мономинеральный, без примесей: либо ангидритовый, либо доломитовый, при этом свободных пор нет. Остальная часть породы между этими участками содержит большое количество свободных пустот, что характеризует ее хорошими ФЕС даже при высоких значениях карбонатности и содержания сульфатов. В породах представленными неколлекторами поровое пространство^{4,5} заполнялось полностью карбонатными составляющими минералов, что привело к отрицательному эффекту [8].

Промысловый опыт строительства скважин на Восточно-Алинском месторождении показывает, что средний дебит по скважинам, вскрытым на СБР и введенным в эксплуатацию с 2012–2015 гг., составлял 12–17 т/сут, в некоторых случаях после освоения объекта, в процессе подземного ремонта скважин (ПРС) был получен нулевой приток. Кроме того, отмечалось, что после производства стандартных ремонтных работ по капитальному ремонту скважин (КРС), связанных с глушением, спускоподъемными операциями лифта насосно-компрессорных труб, проводимых с применением солевого раствора в качестве жидкости глушения, происходило стабильное снижение продуктивности скважин (рисунок) [7].

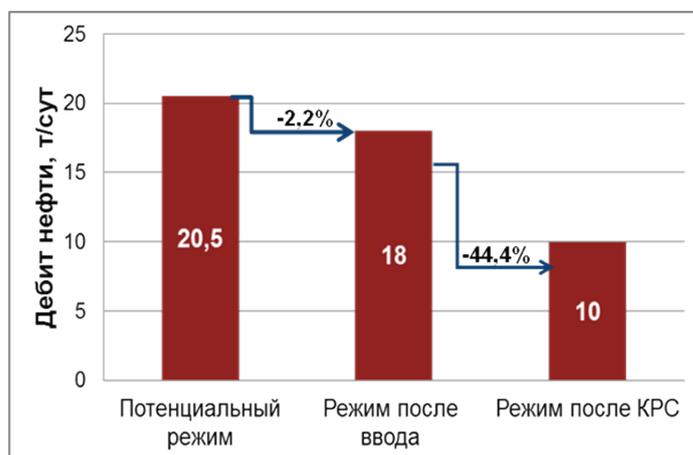


Рисунок. Изменение дебита нефти на скважинах Восточно-Алинского нефтегазоконденсатного месторождения после проведения стандартных КРС и ПРС

⁴ Инструкция по технологии приготовления и химической обработке солевого биополимерного раствора для бурения наклонно направленных скважин «СургутНИПИнефть», 2001.

⁵ СТО 165-2016. Стандарт организации. Растворы буровые и жидкости специальные, технологические для бурения скважин в Восточной Сибири. – Введ. 2017-04-20.

Результаты

Анализ промысловых работ показал, что применение буровых растворов на водной основе не позволяет в полной мере эффективно решить одновременно следующие задачи:

- сохранение диаметра ствола скважины в интервале пластов соли — галита, предотвращая их размыв;
- вскрытие продуктивных пластов с высокой минерализацией пластовых вод;
- безаварийная проводка ствола скважины.

На стадии теоретических изысканий были разработаны требования, предъявляемые к буровому раствору, обеспечивающему оптимальные условия вскрытия хамакинского горизонта (пласт V_{10}) и оказывающему минимальное негативное воздействие на коллекторские свойства.

1. Плотность предлагаемого раствора должна находиться в пределах 900–1 000 кг/м³ с целью гидростатического давления столба жидкости в скважине.

2. При создании раствора и выборе компонентного состава, а также моделировании реологических характеристик раствора необходимо учитывать охлажденность пласта V_{10} с показателем средней температуры 10 °С.

3. Дисперсная среда раствора, проникающая в коллектор в результате репрессии на пласт и неизбежной фильтрации жидкости, должна обладать физико-химической инертностью по отношению к породам продуктивного пласта, не вступать во взаимодействие с вещественным составом породы, не вызывать набухания, разрушения, диспергации цементного состава, скрепляющего силикатный каркас коллектора. При этом необходим учет наличия в пласте V_{10} линз и прослоев набухающих в воде ангидритов $CaSO_4$ (до 30 % в объеме породы).

4. Раствор должен обладать быстрым, эффективным и при этом «возвратным» кольматационным действием, препятствовать проникновению фильтрата в пласт и способствовать быстрому восстановлению проницаемости при обратном токе флюида пласта в скважину.

5. Фильтрат предлагаемого раствора не должен создавать дополнительные напряжения в узких капиллярах продуктивного коллектора, а должен обеспечить высокую смачиваемость с породой коллектора и иметь низкие поверхностные натяжения на границе раздела с пластовым флюидом.

Анализ теоретических исследований показывает, что все современные исследования в области разработки и совершенствования систем буровых растворов на водной основе в той или иной степени направлены на придание им свойств, присущих растворам на углеводородной основе (РУО). К таким свойствам относятся термостойкость, устойчивость к солевой агрессии, минимальное разупрочняющее действие на горные породы, смазывающие свойства, качество вскрытия продуктивных пластов, то есть свойства, являющиеся неотъемлемой характеристикой РУО⁶ и заложенные в их физико-химической природе [9–12].

Регулирование фильтрации РУО происходит благодаря созданию тонко диспергированных эмульсий воды в нефтяной среде при добавлении органических эмульгаторов. Устойчивые капельки воды выступают в роли деформируемых частиц твердой фазы, обеспечивая тем самым малую проницаемость фильтрационных корок. При этом минимальное разупрочняющее действие на

⁶ Технологическая схема разработки...

горные породы обусловлено инертностью углеводородной дисперсионной среды, что приводит к отсутствию набухания глинистых пород в неполярных жидкостях [10, 13].

В наклонно направленных скважинах решающим фактором стабилизации ствола является напряжение горных пород, которое имеет большую величину вследствие направленности бурения [14, 15]. РУО способствует предотвращению гидратации и диспергирования шлама, вследствие чего выбуренная порода эффективно удаляется очистным оборудованием, что объясняет отсутствие необходимости разбавления раствора для доведения его до проектных значений. Высокая концентрация поверхностно-активных веществ (ПАВ), гидрофобная среда РУО и стабильность ствола скважины способствуют повышению смазочных свойств раствора, что снижает крутящий момент и увеличивает механическую скорость бурения. Смазывающие и антикоррозионные свойства обусловлены такими компонентами, как высокоокисленный битум, мыла высокомолекулярных органических кислот, органофильные структурообразователи и ПАВ. Указанные компоненты придают растворам хорошие смазывающие свойства, значительно снижающие фрикционные свойства твердой фазы [16].

Высокое качество вскрытия продуктивных пластов объясняется схожей природой фильтрата РУО и флюида, насыщающего продуктивный пласт, что позволяет исключить негативное воздействие его на природную проницаемость коллектора, а также образование в ПЗП водных барьеров [17–19]. При соблюдении требований к составу и свойствам РУО появляется возможность сохранения потенциальных дебитов скважин в сложных геолого-технических условиях их строительства. Так как РУО в отличие от водных промысловых систем не подвержены термоокислительной деструкции (ниже температур термического крекинга или синтеза), а материалы и реагенты раствора являются продуктами переработки нефти или высокотемпературного нефтехимического синтеза, данные растворы обладают высокой термостойкостью [20].

В отличие от растворов на водной основе поступающая в РУО кристаллическая соль не растворяется в углеводородной среде и не оказывает коагулирующего действия на его дисперсную фазу. Исследованиями установлено, что РУО в меньшей степени способствует увеличению пластического течения искусственных образцов солей NaCl и KCl. Также отличительной особенностью РУО является то, что поступающая минерализованная вода играет роль дисперсной фазы и при наличии определенных условий может в той или иной степени эмульгироваться в нем. Процесс насыщения обычно идет до определенного предела, после чего поступление воды не приводит к образованию стойких эмульсий. При остановках циркуляции избыточный объем воды отделяется и может быть сброшен.

Отличительная особенность РУО от водных буровых растворов в том, что данные растворы обладают высокой поглотительной способностью и устойчивостью к воздействию сероводорода, что объясняется наличием в составе рецептур РУО гидроокиси кальция в значительном количестве. РУО совместим со всеми известными нейтрализаторами сероводорода (ЖС-7, СНУД, MnO₂, ZnO и т. д.). Опыт практического применения РУО позволяет выявить ряд достоинств и определить область их наиболее рационального использования, способных решать различные технологические задачи, которые при использовании растворов на водной основе не могут быть решены.

На основе исследований, проведенных совместно с сотрудниками «СургутНИПИнефть», разработаны составы инвертно-эмульсионных растворов

(ИЭР) из углеводородов, доступных в условиях месторождения Восточной Сибири в районе деятельности ПАО «Сургутнефтегаз», на основе нефти и дизельного топлива (табл. 2).

Таблица 2

Рецептуры предлагаемых буровых растворов

| Рецептура | Состав раствора, % | Э, В | Т, с | СНС, дПа | η , Па·с | τ_0 , дПа | В, см ³ /30 мин | ρ , кг/м ³ | μ |
|--|--------------------|---------|---------|-------------|---------------|----------------|----------------------------|----------------------------|-----------|
| На основе дизельного топлива | | | | | | | | | |
| Дизельное топливо | 60–80 | | | | | | | | |
| Органобентонит | 1–3 | | | | | | | | |
| Водный раствор CaCl ₂ | 14,5–30,5 | | | | | | | | |
| Эмульгатор (Cleave-FM, МР-150) | 1,5–2,5 | 350–500 | 35–45 | 18–20/20–25 | 19–25 | 45–60 | 0,5–1,5 | 950–1 090 | 0,13–0,14 |
| Негашеная известь со степенью активности не менее 60 %, СаО | 0–2 | | | | | | | | |
| Вторичный эмульгатор (ЛТМ) | 0–2 | | | | | | | | |
| Гидрофобизатор (АБР, Основа ГС) | 1–2 | | | | | | | | |
| На основе нефти | | | | | | | | | |
| Нефть, л | 70–90 | | | | | | | | |
| Водный раствор CaCl ₂ (плотностью 1 170 кг/м ³) | 15–19 | | | | | | | | |
| Эмульгатор (нефтенол Нз) | 1–2 | 700 | 100–200 | 0,5–2/15–35 | 35–65 | 30–100 | 0,5–2 | 900–950 | 0,13–0,14 |
| Органофильная глина | 1–3 | | | | | | | | |
| СаО (негашеная известь) | 1–2 | | | | | | | | |
| Вторичный эмульгатор (ЛТМ) | 1–2 | | | | | | | | |
| Гидрофобизатор (АБР, основа ГС) | 1–2 | | | | | | | | |

Влияние фильтратов предлагаемых растворов на ФЕС пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения оценивалось определением коэффициента восстановления проницаемости пласта после воздействия их на установке FDTES-100-140. Суть метода заключалась в сравнении характеристик проницаемости коллектора до и после воздействия исследуемых технологических жидкостей. При проведении исследований время воздействия фильтратов исследуемых промысловых жидкостей на образцы керна обеспечивалось равным времени, затрагивающему технологический процесс от начала вскрытия продуктивного пласта до начала освоения скважины. Результаты исследований по определению влияния промысловых жидкостей на коллекторские свойства продуктивного пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения показали, что восстановление проницаемости керна после воздействия фильтратов РУО составило в среднем 90 %, что значительно превышает воздействие буровых растворов на водной основе, где коэффициент восстановления равен 23 %

Выводы

По результатам лабораторных исследований для вскрытия пласта В₁₀ хамакинского горизонта с АНПД 11,5 МПа на Восточно-Алинском месторождении определены две рецептуры ИЭР на основе дизельного топлива и нефти. В качестве основы растворов использовались углеводороды, доступные и производящиеся непосредственно на месторождении, что значительно сокращает затраты на раствор. Предлагаемые рецептуры ИЭР обладают пониженной плотностью по сравнению с СБР и составляют 1 010 кг/м³, что существенно снижает

ет гидростатическое давление на пласт. Проникновение фильтрата в призабойную зону скважины за счет низкого значения фильтрации сокращается в несколько раз по сравнению с раствором на водной основе. Фильтрат ИЭР инертен по отношению к набухающим породам пласта за счет гидрофобной основы дисперсной фазы.

Дисперсная фаза ИЭР — эмульгированная вода, обеспечивает необходимую для выноса выбуренной породы консистенцию раствора, обладает пониженной активностью к набухающим глинам. Кроме того, вода в системе находится в изолированном состоянии в виде мельчайших капелек с бронирующими слоями из твердых частиц и эмульгаторов.

Соотношение компонентов в рецептуре ИЭР подобрано таким образом, чтобы обеспечить минимальную вязкость в условиях низкой пластовой температуры. В сравнении с применяющимся СБР эмульсионный раствор отличается более высокими показателями статического напряжения сдвига, что обеспечивает надежное удержание выбуренной породы и хорошую очистку ствола скважины в горизонтальном участке. Фильтрат ИЭР совместим с углеводородным флюидом пласта и не создает запирающего эффекта в узких капиллярах, способствует свободному притоку нефти в скважину. Благодаря подбору эмульгаторов удалось добиться надежной стабильности ИЭР.

Библиографический список

1. Парфирьев В. А., Палеев С. А., Ваганов Ю. В. Анализ строительства нефтяных скважин в осложненных условиях на месторождениях Восточной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 6. – С. 97–100. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-6-97-100
2. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Моисеев С. А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // Бурение и нефть. – 2015. – № 12. – С. 3–14.
3. Полисолевой биополимерный буровой раствор для строительства скважин на месторождениях с терригенным коллектором в Восточной Сибири / В. А. Парфирьев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 63–68. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-1-63-68
4. Гладков Е. А., Ширибон А. А., Карпова Е. Г. Пути решения проблем, возникающих при бурении скважин в Восточной Сибири // Бурение и Нефть. – 2015. – № 4. – С. 42–45.
5. Тимохин И. М., Тесленко В. Н., Коновалов Е. А. Отчет по теме: «Разработка и внедрение буровых растворов на основе оксипропилендиоксида пролонгированного действия (ОЭЦ-Т), высокомолекулярного полиакриламида и других полисахаридов». Апрелька, 1989. – С. 19–21.
6. Кондаков А. П. Отчет о научно-исследовательской работе совершенствования буровых растворов на водной основе и технологий их применения в Восточной Сибири. – Тюмень, 2014.
7. Применение растворов на углеводородной основе при первичном вскрытии и разбуривании продуктивного горизонта на месторождении Восточной Сибири / В. А. Парфирьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 112–114. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-112-114
8. Результаты морфотектонического анализа Талаканского месторождения / Д. С. Апенъшев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 20–22.
9. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т.: учебник для студентов вузов / Под общ. ред. В. П. Овчинникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: ТИУ, 2017. – Т. 3 – 342 с.
10. Булатов А. И., Макаренко П. П., Проселков Ю. М. Буровые промысловые и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
11. Ангелопуло О. К., Подгорнов В. М., Аваков В. З. Буровые растворы для осложненных условий. – М.: Недра, 1988. – 134 с.

12. Тагиров К. М., Нифантов В. И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 160 с.
13. Бабаян Э. В. Буровые технологии. – 2-е изд., доп. – Краснодар: Совет. Кубань, 2009. – 896 с.
14. Каргаманов Н. Ф. Механизм разрушения пород при горизонтальном бурении // Разрушение горных пород при бурении скважин: тр. 5-й Всесоюзной науч.-техн. конф. – Уфа, 1990. – С. 18–21.
15. Попов А. Н., Спивак А. И., Акбулатов Т. О. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов / Под общ. ред. А. И. Спивака. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Недра, 2004. – 508 с.
16. Влияние поверхностно-активных свойств смазочных добавок на повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов / Н. В. Фролова [и др.] // Труды НПО «Бурение». – 2004. – № 3. – С. 9–18.
17. Куксов А. К., Черненко А. В. Влияние на вытеснение бурового раствора и глинистой корки на качество разобщение пластов // Нефтяное хозяйство. – 1978. – № 2. – С. 28–39.
18. Эмульсионно-гелевый полисахаридный раствор для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях / Б. А. Андресон [и др.] // Интервал. – 2003. – № 1. – С. 60–63.
19. Рылов Н. И., Хабибуллин Р. А., Захарова Г. И. Технология заканчивания скважин с применением жидкостей на углеводородной основе // Совершенствование технологических процессов на стадии заканчивания скважин: тез. докл. республик. науч.-практ. конф. – Гомель — Киев, 1985. – С. 38–39.
20. Касьянов Н. М., Штормин В. Ф. Вопросы повышения качества вскрытия продуктивных отложений // Обзорная информ. Сер. Бурение. – 1969. – С. 89.

References

1. Parfiriyev, V. A., Paleyev, S. A., & Vaganov, Yu. V. (2016). The analysis of oil wells construction in abnormal conditions in Eastern Siberia oil-fields. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 97-100. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-6-97-100
2. Eder, L. V., Filimonova, I. V., & Moiseev, S. A. (2015). The oil and gas industry in Eastern Siberia and the Far East: trends, challenges, current status. *Burzenie i neft'*, (12), pp. 3-14. (In Russian).
3. Parfiriyev, V. A., Paleyev, S. A., Zakirov, N. N., & Vaganov, Yu. V. (2018). Multisalt biopolymer mud for well construction at fields with terrigenous reservoir in Eastern Siberia. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 48-53. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-1-63-68
4. Gladkov, E. A., Sheribon, A. A., & Karpova, E. G. (2015). Ways solutions of the problems encountered during drilling in Eastern Siberia. *Burzenie i neft'*, (4), pp. 42-45. (In Russian).
5. Timokhin, I. M., Teslenko, V. N., & Konovalov, E. A. (1989). Otchet po teme "Razrabotka i vnedrenie burovyykh rastvorov na osnove oksietiltellyulozy prolongirovannogo deystviya (OETS-T), vysokomolekulyarnogo poliakrilamida i drugikh polisakharidov". *Aprelevka*, pp. 19-21. (In Russian).
6. Kondakov, A. P. (2014). Otchet o nauchno-issledovatel'skoy rabote sovershenstvovaniya burovyykh rastvorov na vodnoy osnove i tekhnologiy ikh primeneniya v Vostochnoy Sibiri. Tyumen. (In Russian).
7. Parfiriyev, V. A., Zakirov, N. N., Vaganov, Yu. V., & Paleyev, S. A. (2019). Application of hydrocarbon-base mud during the initial opening and drilling of the productive horizon of field in the Eastern Siberia. *Oil Industry*, (12), pp. 74-79. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-112-114
8. Apenyshev, D. S., Karlov, A. M., Parfiriyev, V. A., Shshheglov, A. V., Meshcheryakov, D. L., & Bykov, V. V. (2008). Results of morphotectonic analysis of Talakanskoye field. *Oil Industry*, (2), pp. 12-19. (In Russian).
9. Ovchinnikov, V. P. (Ed.) (2017). *Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin: v 5 tomakh. Tom 3. 2nd edition revised and expanded*. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 342 p. (In Russian).
10. Bulatov, A. I., Makarenko, P. P., & Proselkov, Yu. M. (1999). *Burovye promyvochnye i tamponazhnye rastvory*. Moscow, Nedra Publ., 424 p. (In Russian).
11. Angelopulo, O. K., Podgornov, V. M., & Avakov, V. Z. (1988). *Burovye rastvory dlya oslozhnennykh usloviy*. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).

12. Tagirov, K. M., & Nifantov, V. I. (2003). Drilling wells and uncovering oil and gas reservoirs with depression. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 160 p. (In Russian).
13. Babayan, E. V. (2009). Burovye tekhnologii. 2nd edition, expanded. Krasnodar, Sovet. Kuban' Publ., 896 p. (In Russian).
14. Kargamanov, N. F. (1990). Mekhanizm razrusheniya porod pri gorizonta'nom burenii. Razrushenie gornyykh porod pri burenii skvazhin: trudy 5th Vsesoyuznoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Ufa, pp. 18-21. (In Russian).
15. Popov, A. N., Spivak, A. I., & Akbulatov, T. O. (2004). Tekhnologiya bureniya nefityanykh i gazovykh skvazhin. 2nd edition revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 508 p. (In Russian).
16. Frolova, N. V., Bartmotin, K. S., & Moysa, Yu. N. (2004). Vliyaniye poverkhnostno-aktivnykh svoystv smazochnykh dobavok na povysheniye kachestva pervichnogo vskrytiya produktivnykh plastov. Trudy NPO "Burenie", (3), pp. 9-18. (In Russian).
17. Kuksov, A. K., & Chernenko, A. V. (1978). Vliyaniye na vytesneniye burovogo rastvora i glinistoy korki na kachestvo razobshcheniye plastov. Oil Industry, (2), pp. 28-39. (In Russian).
18. Andreson, B. A., Murzagulov, G. G., Sunagatullin, A. G., & Gaynullin, R. A. (2003). Emul'sionno-gelevyyu polisakharidnyy rastvor dlya bureniya skvazhin v slozhnykh gornogeologicheskikh usloviyakh. Interval, (1), pp. 60-63. (In Russian).
19. Rylov, N. I., Khabibullin, R. A., & Zakharova, G. I. (1985). Tekhnologiya zakanchivaniya skvazhin s primeneniem zhidkostey na uglevodorodnoy osnove. Sovershenstvovaniye tekhnologicheskikh protsessov na stadii zakanchivaniya skvazhin: tezisy dokladov respublikanskoй nauchno-prakticheskoy konferentsii. Gomel - Kiev, pp. 38-39. (In Russian).
20. Kas'yanov, N. M., & Shtormin, V. F. (1969). Voprosy povysheniya kachestva vskrytiya produktivnykh otlozheniy. Obzornaya inform. Ser. Burenie, p. 89. (In Russian).

Сведения об авторах

Парфирьев Василий Анатольевич, начальник НГДУ «Талаканнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут

Ваганов Юрий Владимирович, к. т. н., доцент, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Закиров Николай Николаевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vasily A. Parfiryev, Manager of Talakanneft Oil and Gas Production Division, Surgutneftegas PJSC, Surgut

Yuriy V. Vaganov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Head of the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Nikolay N. Zakirov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen