



УДК 622.276:622.24.063-047.37

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2019

ИССЛЕДОВАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

М.В. Нуцкова, Д.А. Сидоров, Д.Э. Тсикплону, Г.М. Сергеев, Н.И. Васильев

Санкт-Петербургский горный университет (199106, Россия, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2)

INVESTIGATIONS OF OIL BASED MUDS TO PRIMARY OPENING OF PRODUCTIVE FORMATIONS

Mariya V. Nutskova, Dmitry A. Sidorov, Daniel E. Tsikplonu, Grigoriy M. Sergeev, Nikolay I. Vasiliev

Saint-Petersburg Mining University (2 21st Line, Vasilyevskiy island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

Получена / Received: 11.03.2019. Принята / Accepted: 01.06.2019. Опубликовано / Published: 28.06.2019

Ключевые слова:

бурение скважин, промывка, осложнения, лабораторные исследования, реология, пластическая вязкость, условная вязкость, синтетический асфальт, гильсонит, растворы на углеводородной основе, эмульсионные растворы, структурообразование, продуктивный пласт, фильтрация, плотность.

Key words:

well drilling, complications, laboratory tests, rheology, flushing, plastic viscosity, conventional viscosity, synthetic asphalt, gilsonite, emulsion solutions, hydrocarbon-based solutions, structure formation, reservoir, filtration, density.

Целью работы является повышение эффективности вскрытия продуктивных пластов при использовании буровых растворов на углеводородной основе. В работе проведено несколько исследований: оценка влияния содержания водной фазы на изменение реологических параметров растворов; оценка влияния вида гильсонита в растворах на углеводородной основе на его структурно-реологические и фильтрационные параметры.

Заканчивание скважин с применением растворов на углеводородной основе наиболее целесообразно с целью сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта, однако такие растворы достаточно дорогостоящие. С целью снижения стоимости таких систем были разработаны эмульсионные растворы, которые находят все большее применение при первичном вскрытии, но для эффективного их использования необходимо обоснованно проводить выбор компонентного состава, поскольку даже небольшие колебания количества реагентов, отвечающих за стабильность системы, могут приводить к коалесценции эмульсии и разделению фаз.

Вскрытие продуктивных пластов с эмульсионным раствором может привести к множеству осложнений, которые уменьшают связь коллектора со стволом скважины или уменьшают проницаемость пласта. Одним из таких осложнений является потеря циркуляции бурового раствора. Раствор, применяемый для вскрытия пласта, должен быть предназначен для того, чтобы практически не ухудшать естественную проницаемость продуктивных зон, обеспечивать превосходную промывку ствола и легко очищаться.

Существуют различные материалы, такие как гильсонит (природный асфальт) или битум и обработанный амином лигнин, а также полимерные наполнители, применяемые для профилактики поглощений за счет снижения фильтрации и образования непроницаемой фильтрационной корки.

Исследования, проведенные в работе, показали эффективность применения природных и синтетических асфальтов в растворах на углеводородной основе, а также открыли новые направления для дальнейших исследований с целью выявления закономерностей, возникающих при изменении компонентного состава.

The aim of the work is to increase the efficiency of opening of productive layers when using drilling fluids on a hydrocarbon basis. In this paper, several studies have been conducted: assessment of the effect of the content of the aqueous phase on the change in the rheological parameters of solutions; assessment of the gilsonite type influence on the structural-rheological and filtration parameters of the hydrocarbon-based solution.

Completion of wells with the use of hydrocarbon-based solutions is most appropriate in order to preserve the reservoir properties of the reservoir, however, such solutions are quite expensive. In order to reduce the cost of such systems, emulsion solutions have been developed, which are increasingly being used during the initial dissection, but for their effective use it is necessary to reasonably choose the component composition, since even small fluctuations in the number of reagents responsible for the stability of the system can lead to emulsion coalescence and separation phases.

Opening the formations with an emulsion solution can lead to many complications, all of which reduce the connection of the reservoir with the wellbore or reduce the permeability of the formation. One of these complications is the loss of drilling fluid circulation. The solution used for the opening of the reservoir should be a solution that is designed to practically not impair the natural permeability of the production zones and to provide excellent washing of the barrel and easy to clean.

There are various materials, such as gilsonite (natural asphalt) or bitumen, and amine-treated lignin, as well as polymeric fillers used to prevent takeovers by reducing filtration and forming an impermeable filter cake.

Studies conducted in the work have shown the effectiveness of natural and synthetic asphalt in the systems of the precautionary zone, as well as opened the field for further research in order to identify patterns that occur when changing the component composition.

Нуцкова Мария Владимировна – кандидат технических наук, доцент кафедры бурения скважин (тел.: +007 812 328 84 78, e-mail: Nutskova_MV@pers.spmi.ru). Контактное лицо для переписки.

Сидоров Дмитрий Андреевич – магистрант кафедры бурения скважин (тел.: +007 812 328 84 78, e-mail: s172163@stud.spmi.ru).

Тсикплону Даниел Эдем – аспирант кафедры бурения скважин (тел.: +007 812 328 84 78, e-mail: Tsikplonu_DE@pers.spmi.ru).

Сергеев Григорий Михайлович (тел.: +007 981 818 83 39, e-mail: gosha_sergeev12@mail.ru).

Васильев Николай Иванович – доктор технических наук, профессор кафедры бурения скважин (тел.: +007 812 328 82 61, e-mail: Vasilev_NI@pers.spmi.ru).

Mariya V. Nutskova (Author ID in Scopus: 57191341737) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Well Drilling (tel.: +007 812 328 84 78, e-mail: Nutskova_MV@pers.spmi.ru). The contact person for correspondence

Dmitry A. Sidorov – master student at the Department of Well Drilling (tel.: +007 812 328 84 78, e-mail: s172163@stud.spmi.ru).

Daniel E. Tsikplonu – PhD student of the Department of Well Drilling (tel.: +007 812 328 84 78, e-mail: Tsikplonu_DE@pers.spmi.ru).

Grigoriy M. Sergeev (tel.: +007 981 818 83 39, e-mail: gosha_sergeev12@mail.ru).

Nikolay I. Vasiliev (Author ID in Scopus: 57189715021) – Doctor of Technical Sciences, Professor at the Department of Well Drilling (tel.: +007 812 328 82 61, e-mail: Vasilev_NI@pers.spmi.ru).

Введение

Мировая практика строительства скважин показывает, что от эффективности бурения и заканчивания скважин зависит последующая эксплуатация. Качество бурения скважин во многом определяется не только применяемым инструментом, а но и технологией, которая включает в себя процессы промывки, неразрывно связанные с типом и качеством буровых растворов [1–11]. С целью сохранения коллекторских свойств призабойной зоны пластов при первичном вскрытии продуктивного горизонта следует поддерживать гидродинамическое давление на забое скважины на уровне пластового либо несколько ниже его, однако в последнем случае существует вероятность возникновения газонефтеводопроявлений, для управления которыми необходимо оснащение буровой герметизированной системой циркуляции с оборудованием устья скважины вращающимся превентором. При бурении с гидродинамическим давлением, превышающим пластовое давление, повышается вероятность загрязнения призабойной зоны пласта, особенно при использовании растворов с нерастворимой мелкодисперсной твердой фазой, которая может проникать глубоко в пласт.

Во время эксплуатации скважины продуктивный пласт может восстановить свою проницаемость за счет очистки околоскважинной зоны, но это применимо только к высокопроницаемым коллекторам. При разработке месторождений со средней или слабой проницаемостью данное явление не наблюдается при использовании традиционных способов. Следовательно, во избежание загрязнения призабойной зоны пласта наиболее важную роль будет играть выбор промывочной жидкости для первичного вскрытия продуктивного горизонта, который предотвратил бы возможность глубокого проникновения его фильтрата в пласт в момент возникновения репрессии, особенно на этапе цементирования скважины [12–20].

В настоящее время используется ряд растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов с различным коэффициентом восстановления проницаемости [14, 15, 18, 21–25]. Наиболее низким значением коэффициента обладают глинистые растворы с утяжелителями (для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений) – не более 0,05–0,1; для алюминатных растворов – 0,2–0,4; безглинистые полимерные растворы на основе соленой воды – для них

значение составляет 0,2–0,4. Коэффициент восстановления проницаемости для биополимерных растворов составляет порядка 0,3–0,45; для растворов на водной основе различной минерализации – 0,45–0,85; при вскрытии продуктивных пластов пенами – порядка 0,5. Наиболее высоким показателем обладают растворы на углеводородной основе (РУО). Для них значение коэффициента составляет порядка 0,6–0,9.

При оценке качества растворов того или иного типа, контактирующих с коллектором, применяемых для вскрытия продуктивных пластов, следует обращать внимание на следующие особенности [26]:

- наличие в растворе на углеводородной основе эмульгированной водной фазы и степень ее минерализации (характеризует возможную степень набухания глинистых частиц во внутрискважинном пространстве при его взаимодействии с водной фазой гидрофобного эмульсионного раствора в случае обращения его фаз);

- соответствие гранулометрического состава твердой фазы промывочной жидкости структуре порового пространства с целью минимизации глубокой кольматации продуктивного пласта;

- минимальные показатели фильтратоотдачи технологических жидкостей, применяемых при заканчивании скважин.

Вскрытие пластов на репрессии приводит к тому, что слабопроницаемые пласты наиболее сильно загрязняются при бурении, особенно при использовании растворов на водной основе с мелкодисперсной твердой фазой, поэтому для среднепроницаемых и слабопроницаемых коллекторов целесообразно применение растворов с низким содержанием твердой фазы, пенных систем и растворов на углеводородной основе [20, 27–32].

Кроме того, при бурении наклонно направленных скважин, в том числе с горизонтальными окончаниями, а также при резке боковых стволов остро стоит вопрос сохранения устойчивости ствола скважины, доведения нагрузки на породоразрушающий инструмент, а также снижения трения буровой колонны о стенки скважины [1, 2, 33–36]. Один из инструментов, способствующих безаварийной проходке наклонно направленных и горизонтальных участков, – применение систем буровых растворов с минимальными коэффициентами трения [37, 38]. Наиболее эффективны при этом растворы на углеводородной основе.

Материалы для приготовления растворов на углеводородной основе

В качестве дисперсионной среды РУО могут быть использованы такие неполярные жидкости, как нефть и продукты ее переработки, синтетические углеводороды. Пригодность того или иного материала оценивают как по его физико-химическим свойствам, так и по технологическим свойствам РУО на их основе [29, 39–48].

При подборе углеводородной фазы необходимо в первую очередь проверить ее температуру вспышки. В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности температура вспышки приготовленного раствора на углеводородной основе должна на 50 °С превышать максимально ожидаемую температуру раствора на устье скважины [49]. Температура вспышки РУО значительно выше, чем у исходной углеводородной среды, однако при ее выборе необходимо учитывать и пожарную безопасность на его начальной стадии приготовления. Серьезное внимание уделяется и токсичности углеводородов, а предельно допустимая концентрация их паров в зоне работающего персонала не должна превышать установленную норму.

Нефть – наиболее доступный и дешевый вариант дисперсионной среды РУО. В настоящее время нефть имеет ограниченное применение в загущенном виде в качестве технологической жидкости для различных процессов (глушение, перфорация) в неглубоких низкотемпературных скважинах.

Дизельное топливо – продукт переработки нефти, получивший наиболее широкое применение в качестве углеводородной фазы РУО. Состояние коллоидных компонентов РУО, степень их ассоциации определяется содержанием в дисперсионной среде ароматических и парафиновых углеводородов. Однако все марки дизельных топлив имеют примерно одинаковую физико-химическую характеристику: количество смол находится в пределах 40–50 мг на 100 см³ топлива; плотность – 0,83–0,85 г/см³; вязкость – 4,0–6,0 сПз, что позволяет выдерживать разработанные рецептуры РУО в различных регионах.

Минеральные масла объединены в группу продуктов переработки нефти с низким содержанием ароматических углеводородов, представляющих наибольшую экологическую опасность. Положительным качеством минеральных масел является лучшая их удаляемость с поверхности частиц выбуренной породы (остаточное количество 5–6 % против 16–17 % для дизельного топлива).

Синтетические углеводороды – дисперсионная среда нового поколения низкотоксичных растворов на неводной основе, являющихся экологической альтернативой РУО, позволяющих реализовать их достоинства в районах с повышенными требованиями к охране окружающей среды.

Органофильные глины образуются в результате модифицирования глинистых материалов органическими солями аммония и находят широкое применение в качестве эффективных добавок к маслам, краскам и смазкам, в качестве активных наполнителей пластмасс и каучуков, а также для приготовления РУО.

Битум нефтяной высокоокисленный – продукт окисления кислородом воздуха гудронов нефти. Достоинством битума как структурообразователя является то, что, будучи естественно органофильным, он не требует обработки смачивателями и гидрофобизаторами.

Водная фаза является основным компонентом гидрофобно-эмульсионных растворов (ГЭР), определяющим их вязкостные, структурные и фильтрационные свойства. Не менее существенно на свойства ГЭР влияет и ее качественный состав.

Тонкодисперсные наполнители предназначены в основном для стабилизации суспензионных и эмульсионных РУО и регулирования фильтрации.

Окись кальция – негашеная известь, получаемая при обжиге малоглинистых известняков. Используется в большинстве рецептур РУО в качестве исходного продукта для получения активного наполнителя Са(ОН)₂, образующегося при взаимодействии окиси кальция с водой.

Карбонат кальция (мел, мраморная крошка, кальцит) – используется в качестве активного наполнителя и утяжеления РУО до плотности 1,22–1,24 г/см³. Сухой мелкодисперсный карбонат кальция является хорошим адсорбентом поверхностно-активных веществ (ПАВ) и гидрофобизирующих компонентов углеводородной среды, приобретает олеофильные свойства, что обеспечивает его функции как стабилизатора и понизителя фильтрации. Карбонат кальция используется в ряде рецептур ГЭР при первичном, вторичном вскрытии продуктивных пластов и глушении скважин для повышения коэффициента восстановления проницаемости призабойной зоны.

Для утяжеления РУО в основном используются те же материалы, что в водных системах: баритовые утяжелители (плотность 4,3–4,7 г/см³), карбонатные утяжелители (известняк – 2,7 г/см³; доломит – 2,8–2,9 г/см³; сидерит – 3,8–3,9 г/см³).

Для повышения плотности раствора в интервалах продуктивных пластов целесообразно применение карбонатных утяжелителей, так как они являются кислоторастворимыми, а поэтому вредное влияние коагуляции продуктивного пласта твердой фазой раствора можно частично устранить с помощью кислотных обработок.

При решении различных технологических задач РУО могут содержать различные специальные наполнители, оказывающие существенное влияние на их технологические свойства. К таким добавкам относятся материалы для снижения плотности РУО и предупреждения поглощений раствора.

Применение РУО при вскрытии высокопроницаемых сильнодренированных трещиноватых продуктивных пластов или глушении скважин в аналогичных условиях с аномально низкими пластовыми давлениями может привести к поглощению раствора. Получить качественный РУО с плотностью ниже $0,86\text{--}0,87\text{ г/см}^3$ без специальных облегчающих добавок невозможно. Увеличение количества облегчающих добавок ведет к повышению вязкостных и структурных показателей РУО [27, 47, 48].

К поверхностно-активным веществам относятся те органические соединения, в молекуле которых содержатся одновременно полярная группа и неполярная углеводородная цепь. ПАВ играют огромную роль в составе РУО. Даже небольшие добавки специальных реагентов (0,25–0,50 %) способны полностью изменить свойства РУО. Именно комплекс ПАВ, используемых в рецептурах РУО, определяет агрегативную и седиментационную стабильность раствора, устойчивость к воздействию агрессивных факторов, управляет процессами сольватации дисперсной фазы раствора.

В составе РУО ПАВ выполняют следующие функции [39, 41, 42, 44, 46]:

– эмульгаторы (основные и дополнительные). Это маслорастворимые металлические мыла органических кислот, маслорастворимые оксиэтилированные производные органических кислот, сложных эфиров, аминов, амидов, имидозалинов, полиамиды олигомерного строения, сложные эфиры жирных кислот, аминокспиртов и т.д.

– Структурообразователи. К этой группе ПАВ относятся соединения, способные интенсифицировать коагуляционное структурообразование при введении в стабильную обратную эмульсию следующих веществ: водорастворимые оксиэтилированные алкилфенолы типа ОП-10 и неолола 6-90, дисолван-4411, сульфолон НП-3 и др.

– Гидрофобизаторы. Эти ПАВ усиливают степень сродства дисперсной фазы РУО с углеводородной дисперсионной средой, защищая ее от гидрофильной флокуляции. В составе ГЭР данные ПАВ часто дополняют действие основных эмульгаторов, выполняя роль стабилизаторов эмульсий.

– Понижители вязкости. Позволяют за счет адсорбционной блокировки частиц дисперсной фазы значительно повысить объемное заполнение его системы без ущерба для технологических свойств.

Исследование свойств растворов на углеводородной основе

Растворы на углеводородной основе, применяющиеся при бурении большинства скважин, – дорогостоящие системы, как правило, зарубежного производства. В данной работе проведены исследования с использованием реагентов отечественного производства с целью оценки влияния компонентного состава на технологические свойства получаемых растворов. Экспериментальные исследования выполнялись в лабораториях кафедры бурения скважин Горного университета. В компонентный состав раствора включены следующие реагенты:

– минеральное масло – дисперсионная среда;
– ПАВ-эмульгатор, гидрофобизатор поверхности твердой фазы, обеспечивающий снижение межфазного натяжения на границе «масло – вода», а также выступающий в качестве коагуляционного структурообразователя. Как гидрофобизатор улучшает температурную и реологическую стабильность эмульсии [44];

– окись кальция – для регулирования щелочности и в качестве источника кальция для нейтрализации диоксида углерода и сероводорода;

– ПАВ-смачиватель – для повышения коагуляционного структурообразования при введении в растворы на углеводородной основе [44];

– органофильный бентонит – для структурообразования и обеспечения необходимой вязкости, высокой термостойкости, электростабильности, а также понижения фильтратоотдачи;

– барит и карбонат кальция разного фракционного состава в качестве коагулянта и утяжелителя;

– хлорид кальция – для повышения устойчивости стенок скважины в глинистых отложениях;

– гильсонит – в качестве понизителя фильтрации.

Рецептура бурового раствора, взятого за базовый при исследованиях, приведена в табл. 1.

Таблица 1
Базовый компонентный состав

Наименование реагента	Назначение в растворе	Расход, г(мл [*])/л раствора
Минеральное масло	Минеральное масло	700*
СаО	Нейтрализатор CO ₂ , CO ₃	35
Вода	Водная фаза	583*
CaCl ₂	Ингибитор	82
ПАВ-эмульгатор	Эмульгатор, гидрофобизатор	29
ПАВ-смачиватель	Смачиватель, структурообразователь	12
Гильсонит	Понижитель водоотдачи	6
Барит	Утяжелитель	350
CaCO ₃	Кольматант	117
Бентонит	Структурообразователь	12

Для оценки влияния отношения углеводорода/вода на технологические свойства раствора проведено исследование семи растворов с отношениями углеводорода/вода от 55/45 до 85/15. Растворы готовились на лабораторной мешалке Hamilton Beach при скорости перемешивания 12 000–14 000 об/мин. Температура замеров реологических параметров – 50±2 °С. Результаты лабораторных замеров свойств буровых растворов представлены в табл. 2.

Таблица 2
Полученные параметры растворов

Измеряемый параметр	Порядковый номер состава						
	1	2	3	4	5	6	7
Углеводорода/вода, %	55/45	60/40	65/35	70/30	75/25	80/20	85/15
Условная вязкость, с	33,2	40	80	370	216	152	120
Пластическая вязкость, мПа·с	21	33,5	63	68	63	61,5	48,5
Динамическое напряжение сдвига, Па	5	6,5	9,5	29	29	24,5	20,5
СНС 10 с, Па	4	4	8	18	18	12	9
СНС 10 мин, Па	4	4,5	7	17	18	13	10
Фактическая плотность, г/см ³	1,17	1,22	1,25	1,28	1,27	1,29	1,29
Расчетная плотность, г/см ³	1,22	1,24	1,26	1,28	1,28	1,3	1,32

Анализ результатов лабораторных исследований показал, что с уменьшением количества воды



Натуральный асфальт TDM



Синасфальт



Синасфальт марки Б



Сульфированный асфальт

Рис. 1. Внешний вид исследованных асфальтов

условная вязкость, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, статическое напряжение сдвига растут до определенного значения, которое проявляется очевидным максимумом (соотношение углеводорода/вода = 70/30), с дальнейшим ростом соотношения отмечается понижение этих свойств. Это можно объяснить химической природой получаемых составов – предполагается, что при большом содержании воды (соотношения от 55/45 до 65/35) можно отметить недостаток ПАВ для эмульгирования свободной воды и смачивания твердой фазы; с уменьшением количества воды (до соотношения 70/30) при неизменном количестве остальных компонентов система переходит в состояние оптимума – происходит стабилизация эмульсии за счет работы ПАВ в количестве, достаточном и для удержания твердых частиц во взвешенном состоянии, и для сохранения эмульсии. Дальнейшее уменьшение количества воды приводит к снижению реологических характеристик системы за счет того, что основное влияние на реологию оказывает углеводородная среда, все менее и менее «загущенная» водой. Кроме того, та же тенденция прослеживается и у плотности составов, но это можно связать с вовлечением воздуха при их перемешивании. Тем не менее для получения однозначного подтверждения гипотезы необходимо провести дополнительные реологические исследования, направленные на оценку влияния отношения углеводорода/вода на свойства системы при других компонентных составляющих.

Экспериментальные исследования влияния применения асфальта в качестве понизителя фильтрации в РУО

Для оценки влияния вида асфальта (внешний вид представлен на рис. 1) на технологические характеристики РУО было проведено исследование базового раствора с видами асфальта:

Раствор 1. TDM, натуральный (природный) асфальт.

Раствор 2. Синтетический асфальт марки Б (Синасфальт Б).

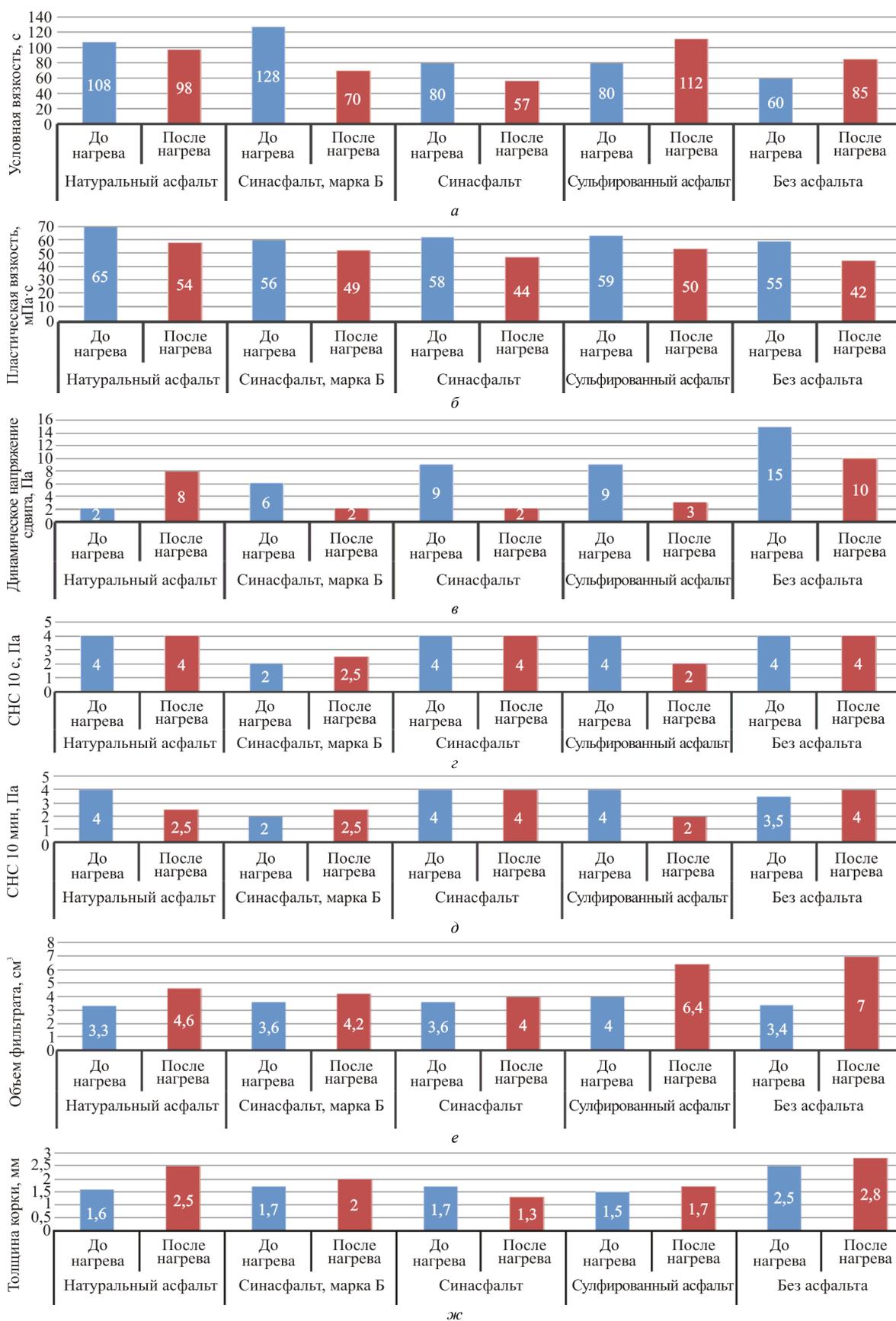


Рис. 2. Влияние вида асфальта на: а – условную вязкость; б – пластическую вязкость; в – динамическое напряжение сдвига; г – статическое напряжение сдвига 10 с; д – статическое напряжение сдвига 10 мин; е – объем фильтрата; ж – толщину корки растворов на углеводородной основе

Раствор 3. Синтетический асфальт (Синасфальт).

Раствор 4. Сульфированный асфальт.

Раствор 5. Базовый раствор без асфальта.

В данной работе представлены результаты лабораторных исследований (рис. 2) реологических свойств растворов на углеводородной основе, замеры реологических параметров проводились до нагрева (при температуре 25 °С) и после нагрева до 90 °С (температура плавления синтетических асфальтов – 80–85 °С).

Ввод гильсонита приводит к росту условной и пластической вязкости, но после нагрева этих растворов до 90 °С природные асфальты (натуральный и сульфированный) увеличивают условную вязкость раствора (по сравнению с базовым раствором), так как начинают создавать структуру, а синтетические (синасфальт и синасфальт марки Б) показывают снижение вязкости за счет их расплавления.

Ввод гильсонита приводит к падению динамического напряжения сдвига. При этом после нагрева до 90 °С у раствора с натуральным асфальтом марки TDM наблюдается рост динамического сдвига по сравнению с испытаниями при комнатной температуре.

На статическое напряжение сдвига введение асфальта не имеет значительного влияния.

Введение асфальта без нагревания приводит к увеличению объема фильтрата, но после нагревания этих растворов до 90 °С значительно снижается объем фильтрата, так как образуется физическая связь с проницаемыми породами, создавая эффективную корку для предотвращения проникновения бурового раствора и его фильтрата в пласт.

Скорость фильтратоотдачи часто является наиболее важным свойством бурового раствора, особенно при бурении проницаемых образований, где гидростатическое давление превышает давление пласта. Правильный контроль фильтрации может предотвратить или свести к минимуму прихват бурильных труб, а в некоторых областях улучшить устойчивость ствола скважины. Как правило, большие объемы фильтрата связаны с толстой фильтрационной коркой, потому что осадок образуется осаждением глинистых частиц на стенки скважины во время потери фильтрата в пласт. Таким образом, чем выше объем фильтрата, тем толще фильтрационная корка и менее эффективен буровой раствор. Исследования показали, что при высоких температурах и давлениях РУО без асфальта имеет самую высокую мгновенную фильтрацию по сравнению с другими составами. В целом проведенные исследования продемонстрировали, что применение синтети-

ческого асфальта в качестве понизителя водоотдачи целесообразно.

Выводы

Анализ результатов лабораторных исследований позволил установить, что соотношение углеводороды/вода оказывает существенное влияние на технологические свойства РУО, однако для получения зависимостей, по которым можно принять однозначное решение по компонентному составу, целесообразно проведение значительного комплекса экспериментальных исследований с различными реагентами.

Потери раствора в пласт при бурении с РУО происходят в кавернозных породах и естественных или искусственно образованных трещинах в проницаемых и низкопроницаемых горизонтах. Однако эта проблема может быть решена с помощью таких материалов, как асфальт, в том числе и синтетический, не имеющий в настоящее время широкого применения в бурении.

Библиографический список

1. Двойников М.В. Исследования технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного института. – 2017. – Т. 223. – С. 86–92. DOI: 10.18454/pmi.2017.1.86
2. Исследование влияния седиментации тампонажного раствора на свойства получаемого цементного камня / Е.В. Кожевников, Н.И. Николаев, О.А. Ожгибесов, Р.В. Дворецкас // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 23–25.
3. Николаев Н.И., Леушева Е.Л. Повышение эффективности бурения твердых горных пород // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 3. – С. 68–71.
4. Влияние технических характеристик клинотклонителя и обсадных труб на надежность соединения стволов многоствольных скважин / А.В. Ошибков, Д.Д. Водорезов, К.В. Сызранцева, С.А. Фролов, М.В. Двойников, Д.Л. Бакиров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 121–123.
5. Dvoynikov M., Syzrantsev V., Syzrantseva K. Designing a high resistant, high-torque downhole drilling motor // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2017. – 30 (10). – P. 1615–1621. DOI: 10.5829/ije.2017.30.10a.24
6. Dvoynikov M.V., Blinov P.A. Analysis of incident causes while directional and horizontal wells drilling // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – 11 (20). – P. 10039–10042.
7. Dvoynikov M.V., Blinov P.A. Survey results of series-produced downhole drilling motors and technical solutions in motor design improvement //

International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – 11 (10). – P. 7034–7039.

8. Kupavikh K.S., Nutskova M.V. Ecological features of oil well repair at low-permeability reservoir // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – 11 (11). – P. 7505–7508.

9. Effect of fault stress regime on the mechanical stability of horizontal boreholes / S.S.T. Moradi, M.F. Ghasemi, N.I. Nikolaev, Y.V. Lykov // GeoBaikal 2016 – 4th International Conference: From East Siberia to the Pacific – Geology, Exploration and Development. – 2016. DOI: 10.3997/2214-4609.201601704

10. Geomechanical study of well stability in high-pressure, high-temperature conditions / S.S.T. Moradi, N.I. Nikolaev, I.V. Chudinova, A.S. Martel // Geomechanics and Engineering. – 2018. – 16(3). – P. 331–339. DOI: 10.12989/gae.2018.16.3.331

11. Tabatabaee Moradi S.S., Nikolaev N.I. Considerations of cementing directional wells in high-pressure, high-temperature conditions // 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition: Understanding the Harmony of the Earth's Resources Through Integration of Geosciences. – 2016. – P. 11–15. DOI: 10.3997/2214-4609.201600227

12. Литвиненко В.С., Николаев Н.И. Технологические жидкости для повышения эффективности строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин // Записки Горного института. – 2011. – Т. 194. – С. 84–90.

13. Николаев Н.И., Леушева Е.Л. Разработка составов промывочных жидкостей для повышения эффективности бурения твердых горных пород // Записки Горного института. – 2016. – Т. 219. – С. 412–420. DOI: 10.18454/pmi.2016.3.412

14. Газожидкостные промывочные смеси для первичного вскрытия пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / М.В. Турицына, А.В. Ковалев, В.А. Морозов, Г.Ю. Телеев, Е.В. Чернобровин, А.А. Щербаков // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – С. 58–59.

15. Газожидкостные промывочные смеси для заканчивания скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / М.В. Турицына, Е.В. Чернобровин, В.А. Морозов, Г.Ю. Телеев, А.В. Ковалев, Е.П. Рябоконт // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 111–113.

16. Blinov P.A., Dvoynikov M.V. The process of hardening loose rock by Mud Filtrat // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – 11 (9). – P. 6630–6632.

17. Leusheva E., Morenov V. Research of clayless drilling fluid influence on the rocks destruction efficiency // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – 12 (6). – P. 945–949.

18. Morenov V., Leusheva E., Martel A. Investigation of the fractional composition effect of the carbonate weighting agents on the rheology of the clayless drilling mud // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2018. – 31(7). – P. 1152–1158. DOI: 10.5829/ije.2018.31.07a.21

19. Nutskova M.V., Dvoynikov M.V., Kuchin V.N. Improving the quality of well completion in order to limit water inflows // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2017. – 12(22). – P. 5985–5989. DOI: 10.3923/jeasci.2017.5985.5989

20. Nutskova M.V., Kupavikh K.S. Improving the quality of well completion in deposits with abnormally low formation pressure // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – 11 (11). – P. 7298–7300.

21. Вафин Р.М. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов путем комплексного использования полисахаридов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – Т. 10, № 1. – С. 47–52.

22. Курбанов Х.Н. Буровые растворы для сохранения фильтрационно-емкостных свойств коллектора при первичном вскрытии пласта // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 3. – P. 18–22.

23. Blinov P.A., Dvoynikov M.V. Rheological and filtration parameters of the polymer salt drilling fluids based on xanthan gum // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2018. – 13 (14). – P. 5661–5664. DOI: 10.3923/jeasci.2018.5661.5664

24. Blinov P.A., Podoliak A.V. The method of determining the effects of drilling fluid on the stability of loose rocks // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – 11 (9). – P. 6627–6629.

25. Morenov V., Leusheva E. Development of drilling mud solution for drilling in hard rocks // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2017. – 30(4). – P. 620–626.

26. Оптимизация процессов промывки и крепления скважин / А.Г. Аветисов, В.И. Бондарев, А.И. Булатов, Е.И. Сукурено. – Москва: Недра, 1980. – 221 с.

27. Разработка, опыт применения и перспективы повторного использования инвертно-эмульсионных буровых растворов / О.В. Гаршина, П.А. Хвоцин, О.Г. Кузнецова, И.А. Кудимов, Г.В. Окроелидзе // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 56–59.

28. Конесев В.Г., Хомутов А.Ю. Результаты применения растворов на углеводородной основе при вскрытии продуктивных пластов на месторождениях ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 5. – С. 44–45.

29. Некрасова И.Л. Совершенствование критериев оценки качества буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горно-геологических условий их применения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 12–139. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.3
30. Яковлев А.А., Турицына М.В. Исследование свойств газожидкостных смесей и выбор их рациональных составов для первичного вскрытия пластов с аномально низкими давлениями // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 2. – С. 27–31.
31. Яковлев А.А., Турицына М.В. Обоснование применения и исследование составов газожидкостных смесей для промывки скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 4. – С. 42–48.
32. Яковлев А.А., Турицына М.В. Обоснование способа и выбор промывочного агента для первичного вскрытия пластов с аномально низким давлением // Записки Горного института. – 2013. – Т. 206. – С. 116–119.
33. Повышение эффективности бурения многозабойных скважин за счет применения растворов на углеводородной основе / Д.Л. Бакиров, Э.В. Бабушкин, М.М. Фаттахов, Д.В. Малютин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 28–30.
34. Результаты испытания буровых растворов на углеводородной основе при резке боковых стволов на Нонг-Еганском месторождении / Д.Л. Бакиров, П.П. Подкуйко, Э.В. Бабушкин, М.М. Фаттахов, И.К. Ахметшин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 108–109.
35. Булатов А.И., Провелков Е.Ю., Проселков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин. – Краснодар: Советская Кубань, 2008. – 424 с.
36. Исследование свойств тампонажных растворов для крепления нефтяных скважин с протяженным горизонтальным участком, пробуренных с использованием роторных управляемых систем / Е.В. Кожевников, Н.И. Николаев, А.А. Мелехин, М.С. Турбаков // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 58–60.
37. Исследование смазывающих добавок к буровым растворам для снижения коэффициента трения при строительстве скважин роторными управляемыми системами / А.А. Мелехин, С.Е. Чернышов, П.А. Блинов, М.В. Нуцкова // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 52–55.
38. Influence of mud filtrate on the stress distribution in the row zone of the well / P.A. Blinov, M.V. Dvoynikov, K.M. Sergeevich, A.E. Rustamovna // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – 12 (15). – P. 5214–5217.
39. Агабальянц Э.Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения. – Москва: Недра, 1982. – 184 с.
40. Басарьгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учебник. – Москва: Недра, 2000. – 680 с.
41. Городнов В.Д. Буровые растворы: учебное пособие. – Москва: Недра, 1985. – 131 с.
42. Духон П.Ю., Долгих А.Е., Шерман Г.П. Методы контроля состава и свойств раствора на углеводородной основе // Труды института геологии и разработки горючих ископаемых АН СССР. – 1976. – Вып. 27.
43. Кравчук М.В. Выбор бурового раствора при вскрытии терригенных отложений на месторождениях Тимано-Печорской провинции // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 1–2.
44. Мухин Л.К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных пластов: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – Москва, 1971. – 300 с.
45. Экологические аспекты применения буровых растворов на углеводородной основе / Л.К. Мухин, В.Л. Заворотный, Л.А. Травникова, М.А. Ропяная, Н.И. Ефимов, Б.В. Касперский, С.Н. Шишков // Проблемы строительства нефтяных и газовых скважин: тезисы докладов к Всесоюзной конференции. – Краснодар, 1990.
46. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глуценко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. – Москва: Недра, 1991. – 225 с.
47. Влияние химической природы эмульгаторов ряда производных жирных кислот и этаноламинов на свойства гидрофобно-эмульсионных буровых растворов / В.А. Яновский, М.О. Андропов, Р.А. Чуркин, Р.С. Фахрисламова, А.Д. Фензель, К.М. Минаев // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 1. – С. 42–47.
48. Влияние условий синтеза эмульгатора на свойства гидрофобно-эмульсионного бурового раствора / В.А. Яновский, А.Д. Фензель, М.О. Андропов, Р.С. Фахрисламова, А.С. Захаров, Р.А. Чуркин, К.М. Минаев // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 93–97. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-93-97
49. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой

промышленности»: Приказ от 12 марта 2013 г. № 101 [Электронный ресурс]. – URL: http://www.ptb72.ru/upload/Prikaz_RTN_ot_12.03.13_101.pdf (дата обращения: 16.02.2019).

References

1. Dvoynikov M.V. Issledovaniia tekhniko-tekhnologicheskikh parametrov bureniia naklonnykh skvazhin [Research on technical and technological parameters of inclined drilling]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2017, vol.223, pp.86-92. DOI: 10.18454/pmi.2017.1.86
2. Kozhevnikov E.V., Nikolaev N.I., Ozhgibesov O.A., Dvoretzky R.V. Issledovanie vliianiia sedimentatsii tamponazhnogo rastvora na svoistva poluchaemogo tsementnogo kamnia [Studying of sedimentation influencing on cement stone properties]. *Oil industry*, 2014, no.6, pp.23-25.
3. Nikolaev N.I., Leusheva E.L. Povyshenie effektivnosti bureniia tverdykh gornykh porod [Increasing of hard rocks drilling efficiency]. *Oil industry*, 2016, no.3, pp.68-71.
4. Oshibkov A.V., Vodoretzov D.D., Syzrantseva K.V., Frolov S.A., Dvoynikov M.V., Bakirov D.L. Vliianie tekhnicheskikh kharakteristik klina-otklonitel'ia i obsadnykh trub na nadezhnost soedineniia stvolov mnogostvolnykh skvazhin [Influence of sidetracking characteristics on multilateral well construction reliability]. *Oil industry*, 2015, no.11, pp.121-123.
5. Dvoynikov M., Syzrantsev V., Syzrantseva K. Designing a high resistant, high-torque downhole drilling motor. *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*, 2017, 30(10), pp.1615-1621. DOI: 10.5829/ije.2017.30.10a.24
6. Dvoynikov M.V., Blinov P.A. Analysis of incident causes while directional and horizontal wells drilling. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2016, 11(20), pp.10039-10042.
7. Dvoynikov M.V., Blinov P.A. Survey results of series-produced downhole drilling motors and technical solutions in motor design improvement. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2016, 11(10), pp.7034-7039.
8. Kupavikh K.S., Nutskova M.V. Ecological features of oil well repair at low-permeability reservoir. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2016, 11(11), pp.7505-7508.
9. Moradi S.S.T., Ghasemi M.F., Nikolaev N.I., Lykov Y.V. Effect of fault stress regime on the mechanical stability of horizontal boreholes. *GeoBaikal 2016 - 4th International Conference: From East Siberia to the Pacific - Geology, Exploration and Development*, 2016. DOI: 10.3997/2214-4609.201601704
10. Moradi S.S.T., Nikolaev N.I., Chudinova I.V., Martel A.S. Geomechanical study of well stability in high-pressure, high-temperature conditions. *Geomechanics and Engineering*, 2018, 16(3), pp.331-339. DOI: 10.12989/gae.2018.16.3.331
11. Tabatabaee Moradi S.S., Nikolaev N.I. Considerations of cementing directional wells in high-pressure, high-temperature conditions. *7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition: Understanding the Harmony of the Earth's Resources Through Integration of Geosciences*, 2016, pp.11-15. DOI: 10.3997/2214-4609.201600227
12. Litvinenko V.S., Nikolaev N.I. Tekhnologicheskie zhidkosti dlia povysheniia effektivnosti stroitelstva i ekspluatatsii neftiannykh i gazovykh skvazhin [Technological fluids for increasing effectivity of construction and exploitation oil and gas wells]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2011, vol.194, pp.84-90.
13. Nikolaev N.I., Leusheva E.L. Razrabotka sostavov promyvochnykh zhidkosti dlia povysheniia effektivnosti bureniia tverdykh gornykh porod [Development of drilling fluids composition for efficiency increase of hard rocks drilling]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2016, vol.219, pp.412-420. DOI: 10.18454/pmi.2016.3.412
14. Turitsyna M.V., Kovalev A.V., Morozov V.A., Teleev G.Iu., Chernobrovin E.V., Shcherbakov A.A. gazozhidkostnye promyvochnye smesi dlia pervichnogo vskrytiia plastov v usloviakh anomalno nizkikh plastovykh davlenii [Gas-liquid washover mixtures for the primary opening of productive layers in conditions of abnormally low reservoir pressure]. *Oil industry*, 2012, no.9, pp.58-59.
15. Turitsyna M.V., Chernobrovin E.V., Morozov V.A., Teleev G.Iu., Kovalev A.V., Riabokon E.P. Gazozhidkostnye promyvochnye smesi dlia zakanchivaniia skvazhin v usloviakh anomalno nizkikh plastovykh davlenii [Gas-liquid washover mixtures for well completion in conditions of abnormally low formation pressure]. *Oil industry*, 2012, no.8, pp.111-113.
16. Blinov P.A., Dvoynikov M.V. The process of hardening loose rock by Mud Filtrat. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2016, 11(9), pp.6630-6632.
17. Leusheva E., Morenov V. Research of clayless drilling fluid influence on the rocks destruction efficiency. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2017, 12(6), pp.945-949.
18. Morenov V., Leusheva E., Martel A. Investigation of the fractional composition effect of the carbonate weighting agents on the rheology of the clayless drilling mud. *International Journal of*

Engineering, Transactions A: Basics, 2018, 31(7), pp.1152-1158. DOI: 10.5829/ije.2018.31.07a.21

19. Nutskova M.V., Dvoynikov M.V., Kuchin V.N. Improving the quality of well completion in order to limit water inflows. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2017, 12(22), pp. 5985-5989. DOI: 10.3923/jeasci.2017.5985.5989

20. Nutskova M.V., Kupavyh K.S. Improving the quality of well completion in deposits with abnormally low formation pressure. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2016, 11(11), pp. 7298-7300.

21. Vafin R. Improvement quality of opening the productive layers by complex usage of polysaccharides. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2011, vol.10, no.1, pp.47-52.

22. Kurbanov Kh.N. Burovye rastvory dlia sokhraneniia filtratsionno-emkostnykh svoistv kollektora pri pervichnom vskrytii plasta [Drilling fluids to preserve the permeability and porosity of the collector in primary opening of the reservoir]. *Inzhenerneftianik*, 2016, no.3, pp.18-22.

23. Blinov P.A., Dvoynikov M.V. Rheological and filtration parameters of the polymer salt drilling fluids based on xanthan gum. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2018, 13(14), pp.5661-5664. DOI: 10.3923/jeasci.2018.5661.5664

24. Blinov P.A., Podoliak A.V. The method of determining the effects of drilling fluid on the stability of loose rocks. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2016, 11(9), pp.6627-6629.

25. Morenov V., Leusheva E. Development of drilling mud solution for drilling in hard rocks. *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*, 2017, 30(4), pp.620-626.

26. Avetisov A.G., Bondarev V.I., Bulatov A.I., Sukurenko E.I. Optimizatsiia protsessov promyvki i krepleniia skvazhin [Optimization of well washing and fixing process]. Moscow, Nedra, 1980, 221 p.

27. Garshina O.V., Khvoshchin P.A., Kuznetsova O.G., Kudimov I.A., Okromelidze G.V. Razrabotka, opyt primeneniia i perspektivy povtornogo ispolzovaniia invertno-emulsiionnykh burovykh rastvorov [Development, application of invert emulsion drilling fluids and prospects of their reuse]. *Oil industry*, 2011, no.10, pp.56-59.

28. Konesev V.G., Khomutov A.Iu. Rezultaty primeneniia rastvorov na uglevodorodnoi osnove pri vskrytii produktivnykh plastov na mestorozhdeniakh oao "Gazpromneft - Noiabrskneftegaz" [Application of oil-based drilling muds in reservoir rocks of Gazpromneft-Noyabrskneftegas JSC fields]. *Oil industry*, 2016, no.5, pp.44-45.

29. Nekrasova I.L. Improvement of the criteria for assessing the quality of hydrocarbon-based muds in terms of geological conditions of their use. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.18, no.2, pp.129-139. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.3

30. Iakovlev A.A., Turitsyna M.V. Issledovanie svoistv gazozhidkostnykh smesei i vybor ikh ratsionalnykh sostavov dlia pervichnogo vskrytiia plastov s anomalno nizkimi davleniiami [Investigation of the properties of gas-liquid mixtures and the choice of their rational compositions for the initial opening of layers with abnormally low pressures]. *Inzhenerneftianik*, 2012, no.2, pp.27-31.

31. Iakovlev A.A., Turitsina M.V. Foundation the application and investigation of liquid-gas mixtures compositions for flushing-out borehole cavities in conditions of anomalous low formation pressure. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2012, vol.11, no.4, pp.42-48.

32. Iakovlev A.A., Turitsyna M.V. Obosnovanie sposoba i vybor promyvochnogo agenta dlia pervichnogo vskrytiia plastov s anomalno nizkim davleniem [Justification of the way and choice of the mud fluid for primary opening-out of layers with abnormally low pressure]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2013, vol.206, pp.116-119.

33. Bakirov D.L., Babushkin E.V., Fattakhov M.M., Maliutin D.V. Povyshenie effektivnosti bureniia mnogozaboinykh skvazhin za schet primeneniia rastvorov na uglevodorodnoi osnove [Improving the efficiency of multilateral wells construction by the use of oil-based drilling fluids]. *Oil industry*, 2016, no.8, pp.28-30.

34. Bakirov D.L., Podkuiko P.P., Babushkin E.V., Fattakhov M.M., Akhmetshin I.K. Rezultaty ispytaniia burovykh rastvorov na uglevodorodnoi osnove pri zarezke bokovykh stvolov na Nong-Eganskom mestorozhdenii [Results of oil based drilling mud testing when sidetracking in the Nong-Eganskoye oil field]. *Oil industry*, 2012, no.11, pp.108-109.

35. Bulatov A.I., Provelkov E.Iu., Proselkov Iu.M. Burenie gorizontalnykh skvazhin [Horizontal well drilling]. Krasnodar, Sovetskaia Kuban, 2008, 424 p.

36. Kozhevnikov E.V., Nikolaev N.I., Melekhin A.A., Turbakov M.S. Issledovanie svoistv tamponazhnykh rastvorov dlia krepleniia neftiannykh skvazhin s protiazhennym gorizontalnym uchastkom, proburennykh s ispolzovaniem rotornykh upravliaemykh sistem [Studying the properties of cement slurries for cementing oil wells with long horizontal section drilled with rotary steerable systems]. *Oil industry*, 2015, no.9, pp.58-60.

37. Melekhin A.A., Chernyshov S.E., Blinov P.A., Nutskova M.V. Issledovanie smazyvaiushchikh dobavok k burovym rastvoram dlia snizheniia koeffitsienta treniia pri stroitelstve skvazhin rotornymi upravliaemymi sistem [Study of lubricant additives to the drilling fluid for reducing the friction coefficient during well construction with rotary steerable system]. *Oil industry*, 2016, no.10, pp.52-55.
38. Blinov P.A., Dvoynikov M.V., Sergeevich K.M., Rustamovna A.E. Influence of mud filtrate on the stress distribution in the row zone of the well. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2017, 12(15), pp.5214-5217.
39. Agabaliants E.G. Promyvochnye zhidkosti dlia oslozhnennykh uslovii bureniia [Wash fluids for complicated drilling conditions]. Moscow, Nedra, 1982, 184 p.
40. Basarygin Iu.M., Bulatov A.I., Proselkov Iu.M. Oslozhneniia i avarii pri burenii neflianykh i gazovykh skvazhin [Complications and accidents while drilling oil and gas wells]. Moscow, Nedra, 2000, 680 p.
41. Gorodnov V.D. Burovye rastvory [Drilling fluids]. Moscow, Nedra, 1985, 131 p.
42. Dukhon P.Iu., Dolgikh A.E., Sherman G.P. Metody kontroliia sostava i svoistv rastvora na uglevodorodnoi osnove [Methods for controlling the composition and properties of hydrocarbon-based solution]. *Trudy Instituta geologii i razrabotki goriuchikh iskopaemykh AN SSSR*, 1976, iss.27.
43. Kravchuk M.V. Vybor burovogo rastvora pri vskrytii terrigenykh otlozhenii na mestorozhdeniiax Timano-Pechorskoi provintsii [The choice of drilling fluid at the opening of terrigenous deposits in the fields of the Timan-Pechora province]. *Stroitelstvo neflianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2015, no.1-2.
44. Mukhin L.K. Burovye rastvory na uglevodorodnoi osnove dlia bureniia v oslozhnennykh usloviiakh i vskrytii produktivnykh plastov [Hydrocarbon-based drilling fluids for drilling in difficult conditions and production reservoir breakdown]. Doctor's degree dissertation. Moscow, 1971, 300 p.
45. Mukhin L.K., Zavorotnyi V.I., Travnikova L.A., Ropianaia M.A., Efimov N.I., Kasperskii B.V., Shishkov S.N. Ekologicheskie aspekty primeneniia burovyykh rastvorov na uglevodorodnoi osnove [Environmental aspects of the use of hydrocarbon-based drilling fluids]. *Problemy stroitelstva neflianykh i gazovykh skvazhin. Tezisy dokladov k vsesoiuznoi konferentsii*. Krasnodar, 1990.
46. Orlov G.A., Kendis M.Sh., Glushchenko V.N. Primenenie obratnykh emulsii v neftedobyche [The use of inverse emulsions in oil production]. Moscow, Nedra, 1991, 225 p.
47. Ianovskii V.A., Andropov M.O., Churkin R.A., Fakhrislamova R.S., Fenzel A.D., Minaev K.M. Vliianie khimicheskoi prirody emulgatorov riada proizvodnykh zhirnykh kislot i etanolaminov na svoistva gidrofobno-emulsionnykh burovyykh rastvorov [The effect of the chemical nature of emulsifiers of some fatty acid derivatives and ethanolamines on the oil-based drilling fluids properties]. *Oil industry*, 2018, no.1, pp.42-47.
48. Ianovskii V.A., Fenzel A.D., Andropov M.O., Fakhrislamova R.S., Zakharov A.S., Churkin R.A., Minaev K.M. Vliianie uslovii sinteza emulgatora na svoistva gidrofobno-emulsionnogo burovogo rastvora [The effect of synthesis conditions of emulsifier on the properties of oil-based drilling muds]. *Oil industry*, 2018, no.6, pp.93-97. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-93-97
49. Ob utverzhdenii federalnykh norm i pravil v oblasti promyshlennoi bezopasnosti "Pravila bezopasnosti v neflianoi i gazovoi promyshlennosti": Prikaz ot 12 marta 2013 g. № 101 [On approval of federal rules and regulations in the field of industrial safety "Safety rules in the oil and gas industry": Order of March 12, 2013 No. 101], available at: http://www.ptb72.ru/upload/Prikaz_RTN_ot_12.03.13_101.pdf (accessed 16 February 2019).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов / М.В. Нутскова, Д.А. Сидоров, Д.Э. Тсикплов, Г.М. Сергеев, Н.И. Васильев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №2. – С.138–149. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.4

Please cite this article in English as:

Nutskova M.V., Sidorov D.A., Tsikplonu D.E., Sergeev G.M., Vasiliev N.I. Research of hydrocarbon-based drilling fluids for the primary opening-out of productive layers. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.2, pp.138-149. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.4