



Научная статья
УДК 622.24

Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири

М.В.ДВОЙНИКОВ, М.Е.БУДОВСКАЯ ✉

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Как цитировать эту статью: Двойников М.В., Будовская М.Е. Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 12-22. DOI: 10.31897/PMI.2022.4

Аннотация. В статье представлены результаты исследований влияния низких забойных температур в интервалах продуктивных пластов на технологические свойства растворов, используемых для бурения и заканчивания скважин с целью определения возможности повышения коэффициента извлечения газа на месторождении магистрального газопровода «Сила Сибири». Проведен анализ технологических мероприятий, определяющих качество вскрытия продуктивного горизонта. Установлено, что на изменение глубины проникновения фильтра в пласт в условиях низких забойных температур существенно не влияет дисперсность коьматанта в составе бурового раствора на углеводородной основе, выбранного из существующих методик. Выявлена основная причина снижения проницаемости призабойной зоны пласта – повышение пластической вязкости дисперсионной среды бурового раствора на углеводородной основе под воздействием низких забойных температур. Разработан раствор-деструктор, позволяющий эффективно проводить очистку ствола скважины от компонентов раствора на углеводородной основе в условиях низких забойных температур. Представлены результаты лабораторных исследований применяемого бурового раствора на углеводородной основе и разработанного раствора-деструктора, а также его опытно-промышленные испытания. Научно обоснован механизм взаимодействия раствора-деструктора с фильтрационной коркой бурового раствора на углеводородной основе, обеспечивающего снижение скин-фактора в условиях геолого-гидродинамического строения ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: бурение скважин; заканчивание скважин; горизонтальная скважина; Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение; буровой раствор на углеводородной основе; раствор-деструктор

Благодарность. Исследования выполнены за счет субсидии на выполнение государственного задания в сфере научной деятельности на 2021 год № FSRW-2020-0014.

Принята: 24.01.2022

Онлайн: 01.04.2022

Опубликована: 29.04.2022

Введение. Перспективной ресурсной базой для развития топливно-энергетического комплекса России являются месторождения Восточной Сибири и арктического шельфа, на которых сконцентрированы более 60 % стратегических ресурсов нефти и газа на Земле. Здесь уже открыты достаточно крупные нефтегазовые месторождения: в Иркутской области – Ковыктинское газоконденсатное месторождение, Верхнечонское и Дулиминское нефтегазоконденсатные месторождения; в Красноярском крае – Юрубчено-Тохомское нефтяное и Собинское газовое месторождение; в Республике Саха (Якутия) – Талаканское нефтяное, Среднеботубинское нефтегазовое, Средневилюйское, Среднетюнское и Чаяндинское нефтегазоконденсатные месторождения. Газовые и газоконденсатные месторождения Восточной Сибири в отличие от месторождений сеноманского комплекса Западной Сибири представляют собой сложнопостроенные объекты с аномально низкими термобарическими условиями.

В процессе эксплуатации скважин на месторождениях Восточной Сибири часто возникают проблемы, связанные с недостаточно высоким коэффициентом газоизвлечения [1, 2]. Данный показатель обусловлен гидродинамическим воздействием бурового раствора (БР) при первичном вскрытии объекта, а также подбором технологии и видов жидкостей освоения.



Для более детального изучения данного вопроса рассмотрим технико-технологические решения, используемые при разработке Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ). Месторождение расположено в Ленском районе Якутии и является базовым для формирования Якутского центра газодобычи и ресурсной базой для газопровода «Сила Сибири» [3]. Геология Чаяндинского НГКМ имеет специфические особенности, геологический разрез района работ характеризуют нижнепротерозойские образования кристаллического фундамента и вендейские, кембрийские, юрские, четвертичные отложения осадочного чехла [4]. Основную роль в строении осадочного чехла играют терригено-карбонатные отложения венда и галогено-карбонатные образования кембрия.

Продуктивные пласты, приуроченные к ботубинскому, хамакинскому и талахскому горизонтам, характеризуются сложным строением природных резервуаров, пласты которых представлены разными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) [5]. По данным петрофизических исследований выявлено, что диапазон изменения коллекторских свойств ботубинского горизонта обширный и характеризуется пористостью от 26 % (среднезернистые песчаники) до единиц процентов (глинистые алевролиты) и высокой проницаемостью в среднезернистых песчаниках до $6000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, для алевролитов – не выше $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Для хамакинского горизонта характерна пористость от 23 до единиц процентов, а проницаемость составляет $4500-1,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Талахский горизонт имеет пористость от 22-23 до единиц процентов и проницаемость от $2000 \cdot 10^{-15}$ до $0,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. По данным анализа распределения ФЕС в отложениях, вскрытых наиболее продуктивными скважинами, выявлено, что наилучшими фильтрационными характеристиками обладает ботубинский горизонт [6-8]. Доля высокопроницаемых коллекторов снижается от ботубинского к хамакинскому, затем к талахскому, а содержание низкопроницаемых коллекторов возрастает. По геологическому строению залежи углеводородов ЧНГКМ затрудненные, пластовые, литологически и тектонически экранированные, отличаются аномально низкими пластовыми давлениями (12,0-13,5 МПа, что на 15-30 % ниже гидростатического) и пластовыми температурами (8-12 °С) [9, 10].

Серьезным осложнением в освоении месторождений Восточной Сибири, в частности ЧНГКМ, является проводка скважин в солевых отложениях, так как бурение в данных интервалах сопряжено с большими трудностями – образованием каверн и уступов, обвалообразованием [4, 11, 12]. Использование распространенных соленасыщенных растворов на водной основе не исключает кавернообразование в результате температурного градиента «забой-устье». В качестве промывочной жидкости для первичного вскрытия газоконденсатных и газовых интервалов используют растворы на углеводородной основе (РУО). Промывочные жидкости на углеводородной основе находят широкое применение в отечественной и зарубежной практике при бурении и заканчивании скважин, позволяя обеспечить успешную проводку скважин в сложных горно-геологических условиях [9, 13, 14], об этом свидетельствуют работы многих отечественных и зарубежных ученых [15]. Причиной выбора РУО является то, что углеводородная фаза нейтральна по отношению к проходимым горным породам, в том числе к солям и глинам. Особую сложность представляет вскрытие пластов горизонтальными скважинами большой протяженности, так как с глубиной снижаются естественные коллекторские свойства горных пород [16-18]. Применение в этих условиях буровых растворов на водной основе ведет к ухудшению проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП) и необходимости большого объема работ по интенсификации притока [19-21].

Методология исследований. В настоящее время в качестве базового бурового раствора для бурения скважин на ЧНГКМ используется инвертно-эмульсионный буровой раствор на основе растительного масла, основная часть которого состоит из смеси жирных кислот и их этиловых эфиров [22-24]. Отсутствие в составе бурового раствора продуктов нефтепереработки позволяет значительно снизить пожароопасность системы и всех составляющих компонентов, температура вспышки в закрытом тигле органофильной основы превышает 150 °С. По промышленным данным выявлено, что раствор имеет ряд преимуществ перед современными аналогами: обладает высокой смазывающей и ингибирующей способностью; не имеет воды в фильтрате; способствует достижению максимальной продуктивности при вскрытии гидрофобных коллекторов;

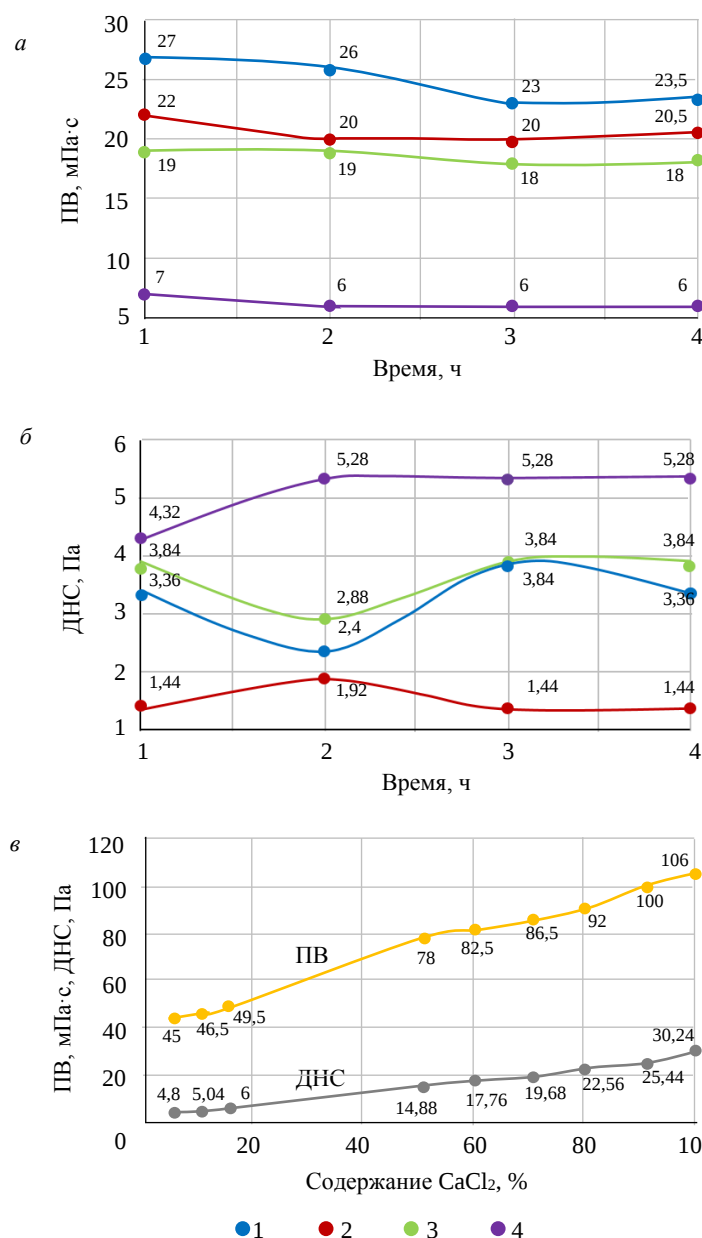


Рис.1. Зависимости пластической вязкости (а) и динамического напряжения сдвига (б) РУО от времени при разном содержании солей (1 – 5 %; 2 – 10 %; 3 – 15 %; 4 – 50 %) и от содержания CaCl₂ (в)

увеличивается, затем приходит к первоначальным значениям, измеренным через час после начала исследований. Зависимости на рис.1, в показывают, что с увеличением содержания соли ПВ и ДНС бурового раствора возрастают линейно. С повышением концентрации соли от 0 до 50 % наблюдается увеличение фильтрации РУО с 3,2 до 62 см³/30 мин. Результаты экспериментов обуславливают эффективность выбранного бурового раствора и его устойчивость к солевой агрессии в условиях низких забойных температур.

В результате анализа промысловых и лабораторных данных выявлено, что используемый РУО содержит в качестве утяжелителя твердую фазу размером 10 мкм, представленную микромрамором, что с учетом сложных термодинамических условий и неоднородности ФЕС ботубинского, хамакинского, талахского продуктивных горизонтов при вскрытии приводит к неравномерной глубине проникновения фильтрата в зону коллектора и образованию кольтирующего, непроницаемого экрана в продуктивных пластах и, как следствие, увеличению скин-фактора. Для

за счет состава на основе растительных масел оказывает минимальное негативное воздействие на окружающую среду.

Для оценки эффективности применения растворов на основе жирных кислот и их природных эфиров, а также системы заканчивания скважин, проводится ряд исследований по определению влияния температуры на изменение вязкости и физико-механических свойств. Все экспериментальные исследования РУО проведены на лабораторном оборудовании кафедры бурения скважин и Научного центра «Арктика» Санкт-Петербургского горного университета. Для проведения исследований физико-механических свойств рассматриваемого бурового раствора используется оборудование фирм FANN и OFITE с учетом термобарических условий по утвержденным методикам проведения экспериментальных исследований, а также в соответствии со стандартами ГОСТ, ISO, API.

Геологический разрез рассматриваемого месторождения представлен солевыми отложениями, поэтому первым этапом изысканий являлись исследования на совместимость РУО и минерализованной воды (состав: CaCl₂ – 50 %; MgCl₂ – 25 %; NaCl – 25 %), а также РУО и раствора хлористого кальция ($\rho = 1050$ кг/м³) в соотношении 1:0,5. Данная концентрация выбрана из сведений о минерализации пластовой воды коллектора ЧНГКМ.

Из графиков на рис.1, а, б видно, что пластическая вязкость (ПВ) снижается незначительно первые три часа. Затем происходит стабилизация параметров. При этом динамическое напряжение сдвига (ДНС) первые два часа при концентрациях 5 и 15 % снижается, при концентрациях 10 и 50 %

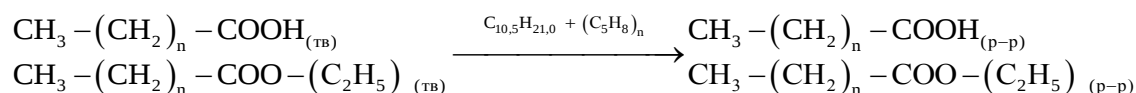


формирования фильтрационной корки буровой раствор должен содержать частицы твердой фазы определенного размера, что будет способствовать неглубокому проникновению, закрывая поры и создавая фильтрационную корку [25, 26]. В связи с этим, на основе петрофизических свойств продуктивных горизонтов для качественного подбора фракционного размера утяжелителя бурового раствора и дальнейшего оптимального контроля его технологических свойств целесообразно разделение продуктивных интервалов на два объекта исследования – высокопроницаемый ботубинский и среднепроницаемые хамакинский с талахским продуктивные горизонты.

На основе промысловых геофизических исследований скважин (ГИС) установлено, что часть фильтрационной корки бурового раствора на стенках скважины после обработки продуктивных пластов системами технологических жидкостей (деструкторами) на основе дизельного топлива, многоатомных спиртов или стабильного газоконденсата не подвержена полному разрушению. Продолжительное время статического взаимодействия углеводородных систем с флюидом продуктивного пласта приводит к дополнительному увеличению вязкости, как следствие, сложности их механического и химического удаления из порового пространства коллектора. Необходимо отметить, что наличие набухающих пакеров за фильтровой частью хвостовика не позволяет произвести полное замещение и очистку околоствольной зоны от остатков РУО при эксплуатации скважины.

Для снижения скин-фактора в продуктивных интервалах требуется разработка системы заканчивания (раствора-деструктора), позволяющая эффективно очистить от органических углеводородов продуктивный пласт и увеличить дебит скважин. Так как исследуемый буровой раствор представлен неполярными соединениями, то для полного разрушения фильтрационной корки необходима разработка системы заканчивания, представляющая собой смесь неполярных растворителей.

Второй этап исследований предусматривает разработку раствора-деструктора и проведение фильтрационных экспериментов взаимодействия с ним бурового раствора на углеводородной основе. Разработанный раствор-деструктор «WC-1» состоит из композиции двух неполярных растворителей – уайт-спирита и сульфатного скипидара в концентрациях по массе 75 и 25 %. Механизм химического разрушения фильтрационной корки бурового раствора системой заканчивания скважин представлен следующей формулой:



Уайт-спирит оперативно растворяет органические соединения, жиры растительного происхождения, каучуки, масла и эпоксиэфир, эффективно обезжиривает металлические поверхности, способен быстро испаряться, имеет низкий уровень токсичности, стабилен в качестве химического соединения и не образует отложений [27-29]. Сульфатный скипидар, в свою очередь, не только повышает эффективность растворения масел уайт-спиритом, но и увеличивает проницаемость в объемную фазу масла и отвод продуктов растворения. Для обоснования эффективности работы раствора-деструктора «WC-1» проведены исследования его физико-механических и химических свойств, а также степени очистки призабойной зоны пласта от органической составляющей бурового раствора на углеводородной основе (табл.1).

Таблица 1

Влияние термостарения на технологические показатели жидкости заканчивания

Параметр	Значение до термостарения	Значение после термостарения при 20 °С за 24 ч
Температура замера, °С	8	20
Плотность после процеживания через сетку 1-1,5 мм, кг/м ³	1100	1100
Условная вязкость, с	15	16
Фильтрация, см ³ / 30 мин	50 см ³ /50 с	50 см ³ /50 с
Корка, мм	Отсутствует	Отсутствует
pH, ед.	—	—
ПВ, мПа·с	2,5	2,5
ДНС, Па	0,48	0
СНС 1/10, дПа	0	0
Струйные потери (VSL), см ³ /30 мин	0	0



Из табл.1 видно, что пластическая вязкость после 24 ч и увеличения температуры с 8 до 20 °С осталась без изменений и составила 2,5 мПа·с. При этом динамическое напряжение сдвига снизилось с 0,48 до 0 Па. Полученные данные указывают, что разработанный раствор-деструктор по своей структуре является неньютоновской жидкостью, и под воздействием увеличения температуры разрушаются высокомолекулярные химические соединения в его среде.

Исследование включало тестирование на растворимость каменной (поваренной) соли в среде жидкости заканчивания. По результатам опытов (сравнение плотностей раствора до и после введения соли, сравнение массы навески соли до введения в раствор и собранной на поверхности сетки при процеживании раствора) определялась ингибирующая способность системы к предотвращению растворения поваренной соли. Полученные результаты представлены в табл.2.

Таблица 2

Результаты исследования влияния NaCl на жидкость заканчивания

Параметр	Исходные свойства раствора	Значение после засоления
Плотность после процеживания через сетку 1-1,5 мм, кг/м ³	1100	1100
Условная вязкость, с	15	16
Фильтрация (диск 10 мкм), см ³ /30 мин	50 см ³ /50 с	50 см ³ /50 с
Корка, мм	Нет	Нет
pH, ед.	—	—
ПВ, мПа·с	2	1,2
ДНС, Па	0	0,432
CHC _{1/10} , дПа	1/1	1/1
Вес остатка соли, г	100	91

Исследование показало, что пластическая вязкость системы заканчивания после засоления снизилась с 2 до 1,2 мПа·с, условная вязкость повысилась с 15 до 16 с и динамическое напряжение сдвига выросло с 0 до 0,432 Па, что удовлетворяет требованиям ее применения в условиях минерализации пласта.

Для определения коэффициентов изменения проницаемости естественных образцов керна по керосину после их взаимодействия с буровым раствором и раствором-деструктором «WC-1» проведены фильтрационные исследования в соответствии с геолого-физическими особенностями разработки ботубинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым [7, 30, 31]. Результатом лабораторных исследований являлось определение коэффициента восстановления начальной проницаемости образцов керна по керосину после моделирования процесса первичного вскрытия на установке по оценке степени повреждения пласта FDES-645 (Coretest Systems Corporation) (рис.2). Затем определялась итоговая проницаемость образца керна после обработки раствором-деструктором. Пластовые условия проведения лабораторных фильтрационных экспериментов: репрессия при моделировании первичного вскрытия пласта 3 МПа, скорость фильтрации (расход) 5 см³/мин, пластовая температура 8 °С, пластовое давление 12 МПа, вязкость керосина 1,014 мПа·с.

Результаты фильтрационных исследований влияния РУО и разработанного раствора-деструктора на фильтрационные свойства пород-коллекторов ботубинского горизонта ЧНГКМ: проницаемость керна по керосину до закачки БР 69,01 · 10⁻³ мкм²; коэффициент относительного изменения проницаемости после закачки БР с постоянным давлением/деструктора –71,4/– 32,0 %; максимальный градиент давления начала фильтрации керосина после закачки БР с постоянным давлением/деструктора 109,42/25,60 атм/м.

Коэффициент восстановления проницаемости после применения БР составил –71,4. Применение разработанного раствора-деструктора показывает положительную динамику при закачке и выдержке в течение 4-5 ч, коэффициент восстановления проницаемости по эксперименту составил 32,0 % (после БР –71,4 %).

Для определения глубины проникновения фильтрата РУО в коллектор газового пласта после исследования восстановления ФЕС керна и на основе метода Викерса по подбору диаметра

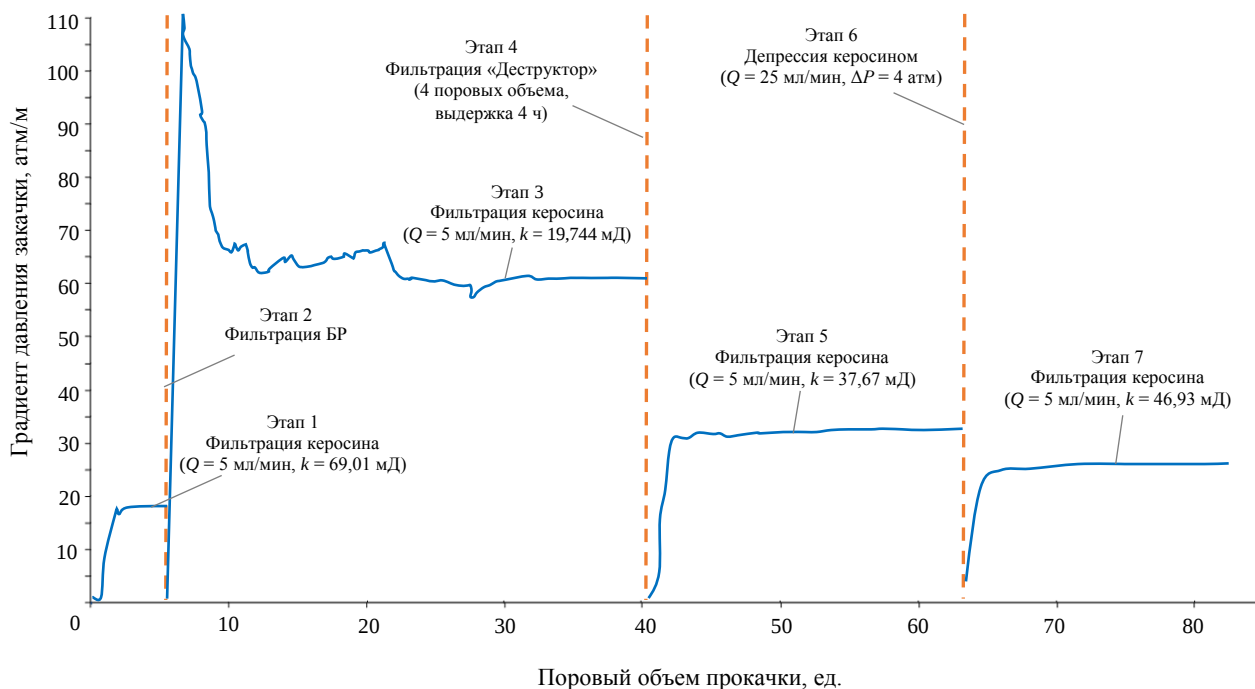


Рис.2. Зависимость градиентов давления закачки керосина от порового объема прокачки при моделировании процесса первичного вскрытия с использованием бурового раствора и раствора-деструктора «WC-1»

твердой фазы проведены эксперименты (табл.3), исходя из которых выбраны разные размеры (дисперсность) твердых частиц кольматанта. На рис.3 приведен пример томографии образцов керна ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов на томографе SkyScan 1173 для фракции 25 мкм. Полученные результаты показали, что размер твердой фазы в составе исследуемого РУО не влияет на существенное изменение зоны проникновения фильтрата. Исследуемый раствор является обратной эмульсией, состоящей в большей степени из жирных кислот и их природных эфиров, имеющих склонность к затвердеванию с понижением температуры, проведены исследования его физико-механических свойств. После измерения пластической вязкости бурового раствора выявлено, что сложные термодинамические условия (от 8 до 12 °С в зоне продуктивного пласта) данного геологического объекта приводят к резкому увеличению вязкости бурового раствора (рис.4).

Таблица 3

Результаты определения глубины проникновения фильтрата в образец керна в зависимости от дисперсности кольматанта

Горизонт	Петрофизические свойства		Дисперсность твердой фазы, мкм					
	Проницаемость	Пористость, %	5	10	25	50	100	150
			Глубина проникновения фильтрата, мм					
Ботубинский	3-7 Д	25-26	< 5	< 5	< 10	< 15	< 15	< 15
Хамакинский и талахский	20-150 мД	22-23	< 3	< 3	< 3	< 3	< 3	< 3

Из рис.4 видно, что пластическая вязкость при температуре 7 °С достигает 16 мПа·с. Снижение температуры на 1 °С приводит к увеличению вязкости на 3,81 мПа·с и увеличению гидродинамического давления на забое скважины.

Глубина проникновения фильтрата зависит от скорости фильтрации, времени воздействия на пласт, одним из ключевых факторов является вязкость фильтрата бурового раствора. Следующим этапом исследований являлось определение зоны фильтрации в зависимости от пластической вязкости бурового раствора при изменении температуры ($\Delta T = 7-50$ °С). Расчеты проводились по формуле:

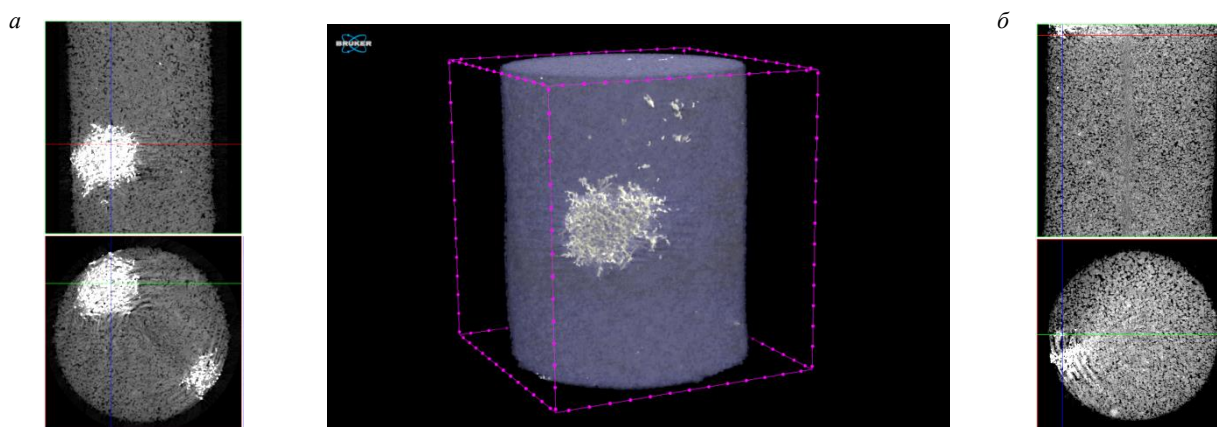


Рис.3. Результаты томографии образцов керна ботубинского (а) и хамакинского с талахским (б) продуктивных горизонтов после воздействия на них РУО

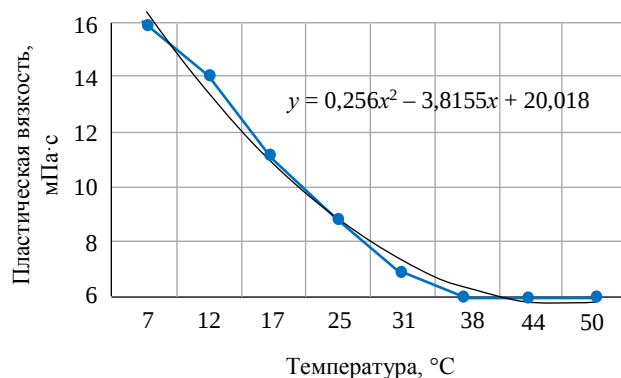


Рис.4. Изменение пластической вязкости бурового раствора на основе жирных кислот и их природных эфиров в зависимости от температуры

$$R_{зф} = R_c \sqrt{1 + \frac{2V_{\phi}T}{m\eta R_c}},$$

где R_c – радиус скважины, м; V_{ϕ} – скорость фильтрации жидкой фазы БР, м/с; T – время действия репрессии при первичном вскрытии пласта, с; m – пористость коллектора, доли ед.; η – пластическая вязкость БР, мПа·с.

Результаты исследования пластической вязкости (табл.4) указывают на то, что зона проникновения фильтрата в поровых коллекторах при низких забойных температурах определяется вязкостными свойствами дисперсионной среды.

Таблица 4

Результаты исследования пластической вязкости в зависимости от изменения температуры

Температура, °С	Пластическая вязкость, мПа·с	Глубина проникновения фильтрата, мм
7	16	76
12	14	75
17	11	75
25	9	74
31	7	74
38	6	74
44	6	74
50	6	74

Опытно-промышленные испытания «WC-1» на ЧНГКМ показали, что технология очистки с применением разработанной углеводородной системы заканчивания скважин осуществляется следующим образом. С помощью колтюбинговой установки ГНКТ осуществляется спуск через колонну НКТ до забоя (рис.5) [10, 32]. Затем производится закачивание де-структора в объеме, равном длине подвески и кольцевому пространству между гибкой трубой и внутренней полостью щелевого фильтра [33]. В нижней части компоновки присоединяется устройство с концентрично расположенными насадками «jet blaster». Устройство обеспечивает



создание дополнительного гидроволнового эффекта [34-36]. Производится подъем гибкой трубы с промывкой раствором-деструктором «WC-1».

Анализ результатов, представленных в табл.5 и на рис.6, указывает на большую эффективность от проведенной обработки фильтров и внутренней поверхности насосно-компрессорных труб углеводородной системой заканчивания скважин «WC-1» с применением вращающейся насадки типа «jet blaster». Наблюдаются увеличение устьевых давлений и снижение скин-фактора от +4,9 до +2,55. Выявлено снижение гидравлических сопротивлений потоку газа. Таким образом, изменяются гидравлические параметры фонтанного лифта, проточная часть лифта и фильтровой части призабойной зоны пласта очищены от загрязнений органической составляющей бурового раствора. Результаты промыслово-геофизических исследований скважин показали увеличение работающих интервалов на 20 м.

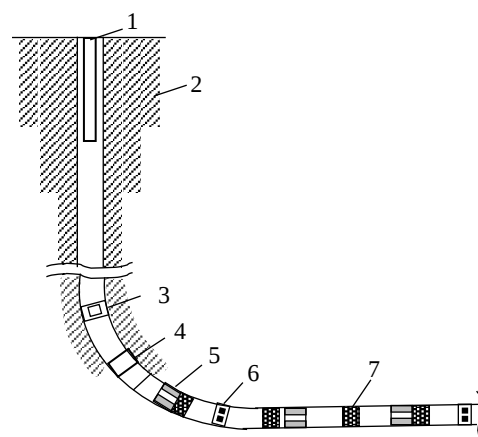


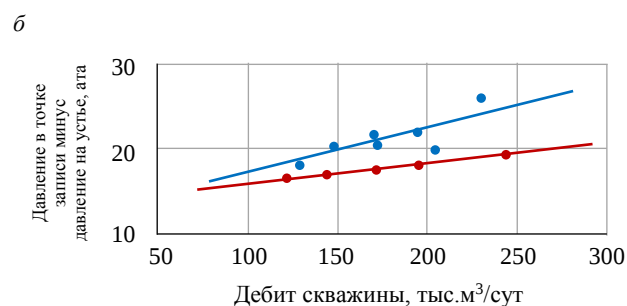
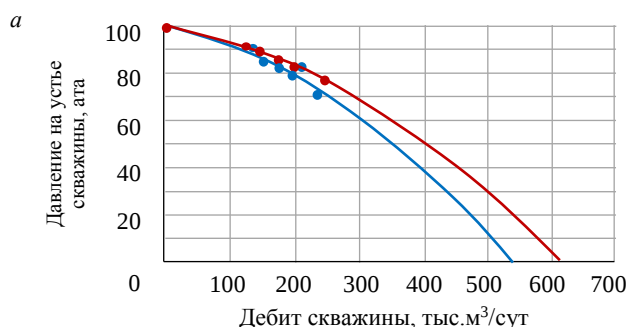
Рис.5. Компоновка скважины с горизонтальным окончанием

1 – насосно-компрессорные трубы; 2 – конструкция скважины; 3 – пакер-пробка разбураиваемый, извлекаемый с обратным клапаном; 4 – подвеска хвостовика нецементируемая; 5 – нефтенабухающий пакер; 6 – муфта многоступенчатого цементирования; 7 – фильтр шелевой

Таблица 5

Результаты газодинамических исследований скважины

Диафрагма, мм	Давление, ата		t устья, °С	ΔP , кг/см ²	Q , тыс.м³/сут
	трубное	ДИКТ			
После бурения перед отработкой «WC-1»					
9	90,3	90	–7	7,1	129,7
10	85,1	84,9	–7	9,9	148,5
11	82,6	82,3	–8	11,5	172,5
14	71,5	70,8	–10	16,3	231,7
$P_{\text{стат}}$			99,8		
Скин-фактор			+4,9		
После обработки «WC-1» «jet blaster»					
9	91,89	91,69	–0,8	5,47	122,7
10	89,74	89,30	5,5	7,12	145,0
11	86,66	85,87	0,5	9,01	172,1
14	78,03	75,94	–3,4	14,72	244,7
$P_{\text{стат}}$			99,64		
Скин-фактор			+2,55		



● 2018 г. ● 2019 г.

Рис.6. Изменение продуктивности скважины в зависимости от устьевых давлений до (а) и после (б) обработки раствором-деструктором «WC-1»



Закключение. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена целесообразность использования при бурении скважин ЧНГКМ растворов на углеводородной основе. В результате лабораторных испытаний бурового раствора на основе жирных кислот и их природных эфиров определена его эффективность в интервалах низких забойных температур от 8 до 12 °С.

Теоретические и экспериментальные данные о существенном различии проницаемости и пористости пород-коллекторов продуктивных горизонтов позволили научно обосновать и подтвердить необходимость их разделения на два объекта первичного вскрытия при бурении скважин – высокопроницаемый ботубинский горизонт (проницаемость 3-7 Д, пористость от 26 до единиц процентов) и среднепроницаемые хамакинский с талахским горизонты (проницаемость 20-150 мД, пористость 22-23 %) с целью исследования влияния дисперсности твердой фазы на глубину проникновения фильтрата. Установлено, что увеличение глубины проникновения фильтрата в поры коллектора газового пласта обусловлено повышением пластической вязкости дисперсионной среды углеводородного бурового раствора на основе производных жирных кислот под воздействием аномально низких забойных температур. Выявлено отсутствие влияния фракционного состава колюматизирующего материала, подобранного из существующих методик выбора колюматантов в составе обратных эмульсий на основе растительного масла и смеси жирных кислот и их природных эфиров, на изменение зоны фильтрации.

Разработана углеводородная система заканчивания скважин, компонентный состав которой включает композицию из двух неполярных растворителей на основе легких углеводородов – уайт-спирита и сульфатного скипидара в концентрациях 75 и 25 %. Система позволяет произвести очистку скважины от органической составляющей РУО, представленной в основном смесью жирных кислот и их природных эфиров.

Научно обоснован механизм растворения фильтрационной корки бурового раствора на углеводородной основе, представленной затвердевшей эмульсией жирных кислот, раствором-деструктором. В результате данного взаимодействия разрушаются связи «жирная кислота-жирная кислота» в твердом состоянии и образуются более прочные связи в растворимых сольватах «жирная кислота-алкан» в случае уайт-спирита или «жирная кислота-терпен» – в случае скипидара. В связи с этим происходит снижение скин-фактора с +5 до +2 в интервалах ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов ЧНГКМ.

Опытно-промысловые испытания разработанной системы заканчивания скважин, проведенные на двух скважинах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, показали высокую эффективность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бергенов С.У., Чернова О.С., Зипир М.Г. Методика оценки ожидаемых запусковых дебитов горизонтальных скважин на примере газоконденсатных месторождений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 3. С. 207-212. DOI: [10.18799/24131830/2020/3/2563](https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2563)
2. Бузова И.А. Палеогеографические реконструкции венд-нижнекембрийских карбонатных отложений западного склона северной части Непско-Ботубинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9. № 4. С. 9. DOI: [10.17353/2070-5379/42_2014](https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2014)
3. Litvinenko V. The Role of Hydrocarbons in the Global Energy Agenda: The Focus on Liquefied Natural Gas // Resources. 2020. Vol. 9. Iss. 5. № 59. DOI: [10.3390/resources9050059](https://doi.org/10.3390/resources9050059)
4. Воробьев В.С., Клиновая Я.С. Причины засоления терригенных пород в пределах Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) // Газовая промышленность. 2017. № 4. С. 36-42.
5. Давыдов А.В., Погрецкий А.В., Смирнов О.А. и др. Чаяндинское месторождение – проект внедрения новых технологий в Восточной Сибири // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. № 2. С. 113-128. DOI: [10.15593/2224-9923/2017.2.2](https://doi.org/10.15593/2224-9923/2017.2.2)
6. Буракова С.В., Изюмченко Д.В., Минаков И.И. и др. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ) // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 года. 2013. № 5 (16). С. 124 -133.
7. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю. Уточнение геологической модели Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. 2011. № 1 (6). С. 132-145.



8. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. 2013. № 1 (12). С. 145-160.
9. Крючков В.Е., Медведев А.Г. Литолого-фациальные и геодинамические условия формирования вендских отложений Чаяндинского месторождения // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. 2012. № 1 (9). С. 202-207.
10. Литвиненко В.С., Двойников М.В. Методика определения параметров режима бурения наклонно- прямолинейных участков скважины винтовыми забойными двигателями // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 105-112. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.105
11. Нуфантов В.И., Мельникова Е.В., Мельников С.А. Особенности освоения нефтяных и газовых скважин в различных горно-геологических условиях. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. 38 с.
12. Liu T., Leusheva E.L., Morenov V.A. et al. Influence of polymer reagents in the drilling fluids on the efficiency of deviated and horizontal wells drilling // Energies, 2020. Vol. 13. № 18. P. 1-16. DOI: 10.3390/en13184704
13. Крючков В.Е., Пензин А.А. Перспективы увеличения разведанных запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазо-конденсатного месторождения // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. 2016. № 1 (25). С. 34-39.
14. Fadeev D., Ivanov S. Features of the walking mechanism of a floating platform autonomous modular complex for the extraction and processing of peat raw materials // Scientific and Practical Studies of Raw Material Issues: Proceedings of the Russian-German Raw Materials Dialogue. London: Taylor & Francis Group, 2020. P. 239-243. DOI: 10.1201/9781003017226
15. Litvinenko V.S., Bowbrick I., Naumov I.A., Zaitseva Z. Global guidelines and requirements for professional competencies of natural resource extraction engineers: Implications for ESG principles and sustainable development goals // Journal of Cleaner Production. 2022. № 338. P. 1-9. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.130530
16. Коваль М.Е. Влияние способов приготовления растворов на углеводородной основе на их основные параметры // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 3. С. 30-36.
17. Koteleva N., Buslaev G., Valnev V., Kunshin A. Augmented Reality System and Maintenance of Oil Pumps // International Journal of Engineering. 2020. Vol. 33. Iss. 8. P. 1620-1628. DOI: 10.5829/ije.2020.33.08b.20
18. Mardashov D.V., Islamov Sh.R., Nefedov Yu.V. Specifics of well killing technology during well service operation in complicated conditions // Periodico Tchê Quimica. 2020. Vol. 17. № 34. P. 782-792. DOI: 10.52571/PTQ.v17.n34.2020.793_P34_pgs_769_781.pdf
19. Leusheva E., Morenov V., Tabatabaee Moradi S. Effect of Carbonate Additives on Dynamic Filtration Index of Drilling Mud // International Journal of Engineering. 2020. Vol. 33. № 5. P. 934-939. DOI: 10.5829/IJE.2020.33.05B.26
20. Behrens S. Oil-coated bubbles in particle suspensions, capillary foams, and related opportunities in colloidal multiphase systems // Current Opinion in Colloid & Interface Science. 2020. Vol. 50. № 101384. DOI: 10.1016/j.cocis.2020.08.009
21. Dmitriev M., Ponomarenko A., Klachkov A. Thermophysical Validation of the Technology of Asphalt-Resin-Paraffin Deposit Removal from Well Casings in Continuous High-Viscosity Oil Production Conditions // Chemical and Petroleum Engineering. 2019. Vol. 55. Iss. 7. P. 627-631. DOI: 10.1007/s10556-019-00671-0
22. Ишибаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Христенко А.В., Милейко А.А. Применение фракционного карбоната кальция в составе инвертно-эмульсионного бурового раствора для снижения загрязнения продуктивных пластов // Бурение и нефть. 2012. № 3. С. 40-43.
23. Исламов Х.М. Влияние буровых растворов на изменение фильтрационно- емкостных свойств пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2015. № 6. С. 18-20.
24. Крылов В.И., Крецул В.В., Меденцев С.В. Современные технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2015. № 1. С. 36-44.
25. Артамонов В.Ю., Ганиев С.Р., Кузнецов Ю.С. Современные представления о формировании кольматационного слоя и фильтрационной корки // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2015. № 5. С. 29-32.
26. Ахметова В.М. Новые эффективные химические деструкторы для ликвидации полимерного загрязнения (блокад) пласта при первичном вскрытии и капитальном ремонте скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 6. С. 35-37.
27. Jha P.K., Mahto V., Saxena V.K. Study the rheological and filtration properties of oil-in-water emulsion for its application in oil and gas well drilling // Journal of Petroleum Engineering and Technology. 2013. Vol. 3. № 3. P. 25-30. DOI: 10.37591/jopet.v3i3.2220
28. Камбулов Е.Ю., Мязин Т.О. Проблемы сервиса буровых растворов в условиях импортозамещения (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 2017. № 9. С. 76-81. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-76-81
29. Savenok O., Arutyunyan A., Petrushin E. Improving well construction efficiency in the context of drilling a wellbore and a pay zone: Primary and secondary drilling // Journal of Mechanical Engineering Research & Developments (JMERE). 2018. Vol. 41 (2). P. 28-30. DOI: 10.26480/jmerd.02.2018.28.3
30. Сидоркин Д.И., Кунавых К.С. Обоснование выбора винтовых насосных установок как энергоэффективной технологии механизированной добычи // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2021. Т. 64. № 2. С. 143-151. DOI: 10.21122/1029-7448-2021-64-2-143-151
31. Таибулатов Р.Р., Каримов Р.М., Валеев А.Р., Мاستобаев Б.Н. Моделирование реологических свойств тиксотропных нефтей при прямом ходе измерений на вискозиметрах ротационного типа для оценки пусковых режимов работы магистрального нефтепровода // Нефтяное хозяйство. 2020. № 4. С. 80-84. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-80-84
32. Николаев Н.И., Шипулин А.В., Кунавых К.С. Результаты исследований и эффективность применения комплексной технологии химической обработки призабойной зоны пласта // Территория НЕФТЕГАЗ. 2015. № 4. С. 79-83.



33. Нигаматов Ш.А., Исмагилова Л.Р., Бощенко А.Н. Прогноз зон засоления песчаников ботубинского горизонта на примере Чаяндынского месторождения (Восточная Сибирь) // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2019. № 3 (13). С. 35-40. DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-35-40
34. Поляков Е.Е., Чурикова И.В., Пылев Е.А. и др. Проблемы определения коэффициента проницаемости по геофизическим исследованиям скважин для сложно-построенных коллекторов вендского периода Чаяндынского нефтегазоконденсатного месторождения на этапе эксплуатационного бурения // Территория НЕФТЕГАЗ. 2018. № 10. С. 30-41.
35. Fetisov V., Mohammadi A.H., Pshenin V. et al. Improving the economic efficiency of vapor recovery units at hydrocarbon loading terminals // Oil and Gas Science and Technology. 2021. Vol. 76. № 38. DOI: 10.2516/ogst/2021022
36. Okesanjo O., Meredith J., Behrens S. Structure-Property Relationship in Capillary Foams // Langmuir: the ACS journal of surfaces and colloids. 2021. Vol. 37. Iss. 35. P. 1050-10520. DOI: 10.1021/acs.langmuir.1c01479

Авторы: М.В.Двойников, д-р техн. наук, заведующий кафедрой, <https://orcid.org/0000-0002-3798-9938> (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), М.Е.Будовская, аспирант, budovskaya_me@pers.spmi.ru, <https://orcid.org/0000-0002-7586-9398> (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.