

УДК 622.24.06

DOI 10.17513/use.38422

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОРГАНИЧЕСКОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Чудинова И.В., Гильфанова А.Ф., Решетникова М.В.

*Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск,
e-mail: i_chudinova@ugrasu.ru*

Данная статья посвящена исследованию технологических параметров бурового раствора на основе рапсового масла в смеси с метиловыми эфирами жирных кислот в качестве раствора первичного вскрытия продуктивных пластов. Основной задачей исследования было изучение влияния состава бурового раствора и условий его эксплуатации на изменение технологических параметров, оценка его эффективности в сохранении исходных характеристик продуктивных пластов, а также соответствия предложенного состава экологическим нормам. В ходе работы авторами проводились лабораторные исследования бурового раствора согласно стандарту ГОСТ 33697-2015. В рамках проведенного исследования были подробно проанализированы такие характеристики бурового раствора, как плотность, пластическая вязкость, динамическое и статическое напряжения сдвига, показатель фильтрации, электростабильность и седиментационная устойчивость. В результате была дана оценка целесообразности применения промысловой жидкости, содержащей растительное масло в качестве дисперсионной среды. Проведенное исследование подтвердило возможность успешного применения бурового раствора на основе рапсового масла и метиловых эфиров жирных кислот в качестве эффективной альтернативы традиционным буровым растворам на минеральной основе. Такой раствор снижает риски экологической нагрузки. Результаты позволяют рассматривать разработанный буровой раствор как перспективный материал для дальнейшего внедрения в практику бурения нефтегазовых скважин.

Ключевые слова: буровой раствор, рапсовое масло, эфиры жирных кислот, реология

STUDY OF TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF ORGANIC HYDROCARBON-BASED DRILLING FLUID

Chudinova I.V., Gilfanova A.F., Reshetnikova M.V.

Yugra State University, Khanty-Mansiysk, e-mail: i_chudinova@ugrasu.ru

This article is devoted to the study of the technological parameters of drilling fluid based on rapeseed oil mixed with methyl esters of fatty acids as a solution for the initial opening of productive formations. The main objective of the study was to investigate the influence of the composition of the drilling fluid and its operating conditions on changes in technological parameters, to evaluate its effectiveness in preserving the initial characteristics of productive formations, and to assess the compliance of the proposed composition with environmental standards. Laboratory studies of the drilling fluid were carried out in accordance with GOST 33697-2015. During the study, the following parameters were evaluated: density, plastic viscosity, dynamic shear stress, static shear stress, filtration index, electrostability and sedimentation stability, and conclusions were made about the effectiveness of using a flushing fluid containing vegetable oil as a dispersed phase. The study confirmed the possibility of successfully using a drilling fluid based on rapeseed oil and methyl esters of fatty acids as an effective alternative to traditional mineral-based drilling fluids. Such a fluid reduces the risks of environmental impact. The results allow us to consider the developed drilling fluid as a promising material for further implementation in oil and gas well drilling practice.

Keywords: drilling fluid, rapeseed oil, fatty acid esters, rheology

Введение

Рост запасов углеводородов происходит преимущественно за счет месторождений с трудными условиями эксплуатации, характеризующихся небольшой толщиной продуктивной толщи, ограниченной проходимостью пласта и повышенным содержанием мелких глинистых минералов. Именно поэтому при проведении строительных работ по созданию скважин крайне важным аспектом выступает защита продуктивности пласта в прилегающем к забою районе, что главным образом определяется качеством первоначального этапа вскрытия пласта.

Чтобы избежать негативных последствий и снизить загрязнение областей вблизи пласта, важно комплексно подходить к выбору реагента, учитывая физико-геологическую природу породы, степень ее подверженности изменениям в ходе технологических воздействий и соблюдение баланса активности поверхностных слоев горных пород [1]. Основные факторы, определяющие масштаб загрязнённости области около пласта при первом вскрытии, включают давление столба бурового раствора относительно давления самого пласта, длительность его воздействия, состав и химические свой-

ства самого раствора. Если разница между давлением внутри ствола и пластовым давлением велика, возникает ситуация, при которой буровой раствор способен оказать значительное влияние на состояние пласта. Избыточное давление формирует защитный слой на стенках ствола и ограничивает распространение фильтрата далее вглубь пласта. Длительность периода нахождения повышенного давления влияет на площадь распространения загрязнённой зоны, вызывая накопление в ней частиц раствора и продуктов его фильтрации [2].

Использование раствора на углеводородной основе с заданными характеристиками обеспечивает минимальное влияние на природные свойства коллектора и полное удаление остатков раствора из призабойной зоны. Фильтрат бурового раствора на углеводородной основе обладает сильными ингибирующими свойствами, которые препятствуют набуханию глинистых частиц и способствуют сохранению исходных фильтрационно-емкостных параметров. Важнейшими требованиями к фильтрату являются сохранение гидрофобных характеристик породы-коллектора, низкий уровень межфазного натяжения на границах контакта с нефтью и отсутствие осадка при взаимодействии с пластовыми водами [3].

Поскольку большинство пород-коллекторов по своей природе гидрофильны, ключевым фактором становится регулирование характера смачивания посредством включения гидрофобизирующих компонентов в буровые растворы первичного вскрытия. Для изменения уровня смачиваемости применяются специальные добавки, такие как поверхностно-активные вещества (ПАВ), создающие гидрофобную пленку на поверхности пор, уменьшая тем самым межфазное натяжение и облегчая последующее извлечение фильтрата из пласта [4].

Однако при выборе бурового раствора необходимо учитывать несколько факторов: воздействие на окружающую среду, стоимость и технологические параметры. Выбор наиболее подходящего бурового раствора с учетом этих факторов определяет успех строительства скважины. В течение долгого времени в качестве основы для изготовления буровых растворов на углеводородной основе применяли дизельное топливо, что сопровождалось экологическими проблемами, обусловленными его токсичностью и неблагоприятным влиянием на окружающую среду. Сегодня актуальным направлением исследований является поиск

и разработка составов на основе органических углеводородов, способных уменьшить подобные негативные последствия [5; 6].

Использование углеводородных растворов ставит перед отраслью новую задачу – организацию утилизации отходов в соответствии с требованиями, чтобы предупредить возможное загрязнение окружающей среды и соблюдения установленные экологические нормативы. Исходя из этого, при разработке растворов на углеводородной основе необходимо учитывать тип используемого масла. В растворах на углеводородной основе наиболее часто применяются специализированные гидравлические масла, дизельное топливо, а также могут использоваться другие виды масел. Перед исследователями стоит задача найти компромиссное решение путем разработки оптимальных буровых растворов, которые снизят затраты на обращение с отходами бурения и негативное воздействие на окружающую среду, связанное с использованием традиционных буровых растворов на основе углеводородного сырья [7].

Область исследований по поиску альтернативы традиционным буровым растворам на углеводородной основе, отвечающим экологическим требованиям, не является новой. Чаще всего исследователи используют нетоксичные пищевые растительные масла, технические растительные масла в качестве дисперсионной среды при разработке и биоразлагаемые растворы на углеводородной основе. Наиболее популярными являются рапсовое масло, масло яatroфы, пальмовое масло, соевое масло, масло грецкого ореха, хлопковое масло и т. д. [8].

Целью данной работы являлось исследование применимости состава бурового раствора на основе рапсового масла в смеси с метиловыми эфирами жирных кислот для первичного вскрытия пласта. Буровой раствор такого типа может выполнять те же функции, что и буровые растворы на классических углеводородах, и в равной степени соответствовать стандартам HSE (здоровье, безопасность и окружающая среда), а также минимизировать воздействие бурового раствора на продуктивные горизонты и снизить риск загрязнения.

Материалы и методы исследования

При создании обратного бурового раствора основой служит комбинация рапсовых масел и метиловых соединений жирных кислот. Структуру смеси формирует специальный ингредиент – органобентонит

марки «Полиолеогель». Его задача заключается в стабилизации основной маслосодержащей фазы и повышении устойчивости эмульсии против расслоения. Дополнительная стабилизация обеспечивается специальным составом, включающим сложные производные жирных кислот таллового масла, заранее подготовленные путем предварительного растворения в соответствующем органическом растворителе.

В качестве реагента для активации эмульгатора за счет образования кальциевых мыл использовалась гашеная известь. В состав раствора вводился понизитель фильтрации, предназначенный для эффективного контроля потери жидкости в системах на нефтяной основе, в том числе на основе обратных эмульсий. В качестве дисперсной фазы использован водный раствор хлорида кальция. Добавление рассола в эмульсию приводит к увеличению реологических характеристик: чем выше концентрация водной фракции, тем выше становятся реологические показатели, что отрицательно сказывается на устойчивости эмульсионной системы. В качестве средства для кольматации выбран микрокальцит с определенным гранулометрическим составом, который предотвращает потери бурового раствора и закупоривает каналы в проницаемых пластах [9]. Состав кольматирующей смеси выбирается индивидуально, принимая во внимание геологические условия, такие как проницаемость пласта и диаметр поровых каналов.

Контроль технологических характеристик бурового раствора выполнялся в соответствии с нормами стандарта API с использованием следующего оборудования: плотность – рычажные весы FANN; пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига (ДНС), статическое напряжение сдвига (СНС) – ротационный 12-скоростной вискозиметр RheoMud-12SM с датчиком температуры; показатель фильтрации – фильтр-пресс FANN HPHT. Параметр кинематической вязкости дисперсионной среды определялся специальным вискозиметром, предназначенным для работы с непрозрачными жидкостями. Для установления температуры вспышки использовался открытый тигель, позволяющий воспроизвести условия, близкие к реальным условиям воспламенения раствора.

Результаты исследования и их обсуждение

При подборе дисперсионной среды необходимо знать ее физические параметры,

которые влияют на технологические параметры итогового раствора. В ходе исследования были измерены кинематическая вязкость рапсового масла и температура вспышки [10]. Кинематическая вязкость при 40°C составила 31 мм²/с, что может привести к росту величин сопротивления сдвигу. В целях снижения исходного значения кинематической вязкости дисперсионной среды использовали смесь рапсового масла с метиловыми эфирами жирных кислот, что позволило снизить показатель кинематической вязкости до 11 мм²/с при 40°C.

Готовая эмульсия должна обладать температурой вспышки минимум на 30°C выше, чем температура выходящего из скважины раствора. Измеренная температура вспышки конечной эмульсии оказалась значительно выше, чем у исходных углеводородных компонентов. Это объясняется объемным заполнением системы водной и твердой фазами, а также обработкой раствора специальными стабилизаторами, обладающими более высокой температурой вспышки [11]. Температура вспышки смеси рапсового масла с метиловыми эфирами жирных кислот, измеренная в открытом тигле, достигла 263 °C. Такая высокая температура позволяет безопасно применять данную основу на начальном этапе приготовления эмульсии и надежно обеспечить соблюдение противопожарных норм при выполнении работ.

Нормативные значения технологических параметров бурового раствора (табл.) определялись исходя из требований геолого-технических условий продуктивного пласта. Буровой раствор плотностью 1,2 г/см³ готовился в соответствии с заданной рецептурой, исследования технологических параметров проводились на основании рекомендаций ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2011) «Растворы буровые на углеводородной основе. Контроль параметров в промысловых условиях». Технологические параметры бурового раствора замерялись как при стандартной температуре, так и при значениях, имитирующих пластовые условия, результаты измерений представлены в таблице.

Плотность приготовленного бурового раствора соответствует нормативным требованиям и составляет 1,2 г/см³. Значение пластической вязкости при температуре 22°C превышает необходимое значение, что может привести к росту затрат энергии на циркуляцию раствора, однако с ростом температуры значение снижается до рекомендованных.

Технологические параметры бурового раствора на основе рапсового масла

Показатель	Норма	Параметры		
Т, °С	50	22	50	90
Плотность, г/см ³ (при 22 град.)	1,2-1,3	1,2	-	-
ПВ, сП	< 49	75	61	48
ДНС, дПа	60-135	65	43	36
СНС 10с, дПа	55-130	66	67	63
СНС 10 мин., дПа	65-140	97	89	92
К тиксотропии	< 2	1,3	1,4	1,4
600/300 rpm		215/140	168/104	132/84
200/100 rpm		100/46	55/35	41/25
6/3 rpm		10/9	11/10	11/10
ВНСС, Па*с		35	31	24
ЭС, В	> 600	833	784	725
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин.	< 4	-	-	3,5
Седиментационная стабильность	< 0,05	0,04		

Примечание: составлено авторами на основе полученных данных в ходе исследования.

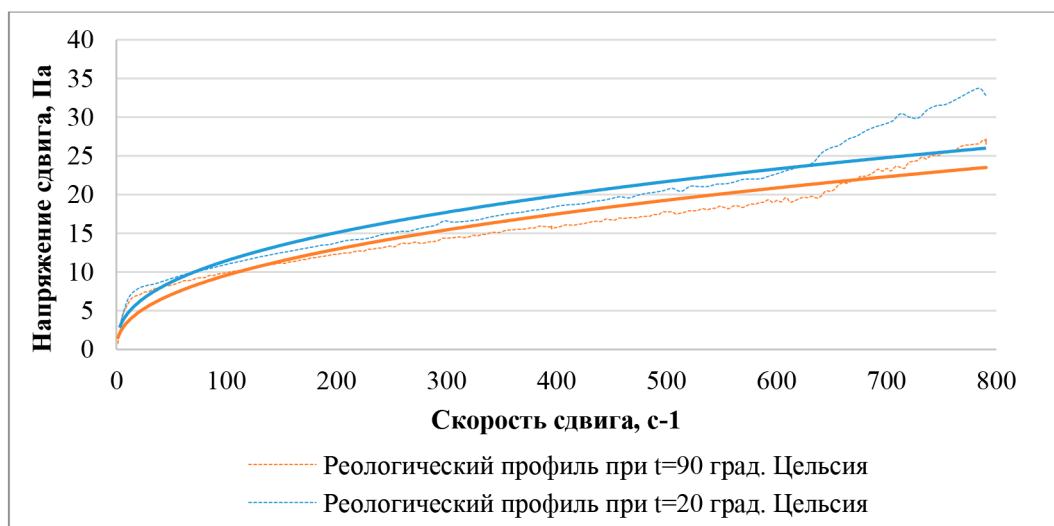


Рис. 1. Реологический профиль бурового раствора, полученный при температурах 22 и 90°С

Напротив, динамическая прочность на сдвиг значительно уменьшается при нагревании до температуры 90°С, выходя за рамки рекомендуемых норм. Это обстоятельство способно привести к недостаточному качеству удаления бурового шлама из интервала обсадной колонны, создавая риск снижения эффективности процесса бурения. Показатель фильтрации бурового раствора составляет 3,5 см³/30 мин. и обеспечивает минимальное попадание дисперсионной среды в призабойную зону скважины. Электростабильность бурового раствора составляет

725 В, при таком значении предотвращается фазовое обращение эмульсии.

Для изучения реологических характеристик бурового раствора авторы построили график зависимости напряжений сдвига от скоростей деформации, постепенно увеличивая скорость от нуля до 800 с⁻¹ (график кривой потока жидкости), основываясь на исследованиях [12-14]. Полученный реологический профиль раствора отображён на рисунке 1. При анализе зависимости скорости сдвига от напряжения видно, что кривая имеет гладкий характер без резких колебаний, что

подтверждает корректность эксперимента (отсутствуют значительные эффекты скольжения или разделение фаз). Важно отметить, что экспериментальная кривая не проходит через точку начала координат, демонстрируя отклонение вдоль оси напряжения сдвига. Это является признаком псевдопластического поведения раствора. Чтобы подобрать подходящую реологическую модель, полученные экспериментальные данные были обработаны методом наименьших квадратов согласно уравнению Гершеля – Балкли, что обеспечило высокое значение коэффициента корреляции, равное 0,99.

Одним из недостатков обратных эмульсий перед традиционными водными растворами является повышенная чувствительность их реологического профиля к температурным колебаниям. Этот эффект особенно выражен при эксплуатации горизонтальных скважин, характеризующихся высоким уровнем забойных температур и значительным градиентом нагрева от устья до забоя. Под воздействием повышенной температуры наблюдается стремительное падение показателя вязкости, уровня динамических напряжений сдвига и прочности структуры геля, что негативно сказывается на стабильности системы и ведёт к выпадению твёрдых частиц шлама и наполнителя. Обратная ситуация возникает при пониженной температуре внешней среды, вызывая чрезмерное загущение состава вплоть до полной потери подвижности, что существенно затрудняет прокачку раствора [15; 16]. Таким образом, важно обеспечить приемлемые реологические показатели бурового раствора даже

при высоких значениях забойных температур порядка 90 °С.

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что величины пластической вязкости и динамического напряжения сдвига снижаются в пластовых условиях. Высокие значения пластической вязкости вызывают повышенные гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины и повышенный износ насосного оборудования. Вместе с тем повышенная величина динамического напряжения сдвига может повлечь за собой значительное увеличение вязкости. Следовательно, снижение данных параметров способствует уменьшению энергопотребления на прокачку раствора. Впрочем, значения пластической вязкости и критического динамического напряжения обязаны оставаться на достаточном уровне, чтобы гарантировать эффективную очистку горизонтальных участков ствола от продуктов разрушения породы.

Оценить температурную стабильность реологических параметров бурового раствора, а именно изменение его вязкости и прочностных характеристик при изменении температуры, можно с помощью коэффициента температурного разжижения/загустевания [17; 18]. Например, для пластической вязкости коэффициент будет выглядеть следующим образом:

$$K = \text{ПВ}_{22^{\circ}\text{C}} / \text{ПВ}_{90^{\circ}\text{C}},$$

где $\text{ПВ}_{22^{\circ}\text{C}}$ – пластическая вязкость бурового раствора при 22°С, сП, $\text{ПВ}_{90^{\circ}\text{C}}$ – пластическая вязкость бурового раствора при 90°С, сП.

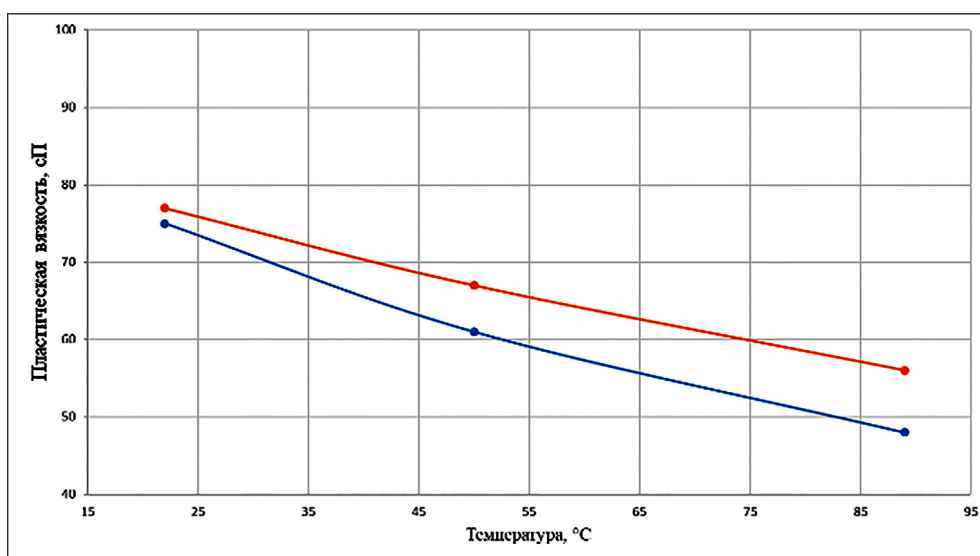


Рис. 2. График зависимости пластической вязкости от температуры

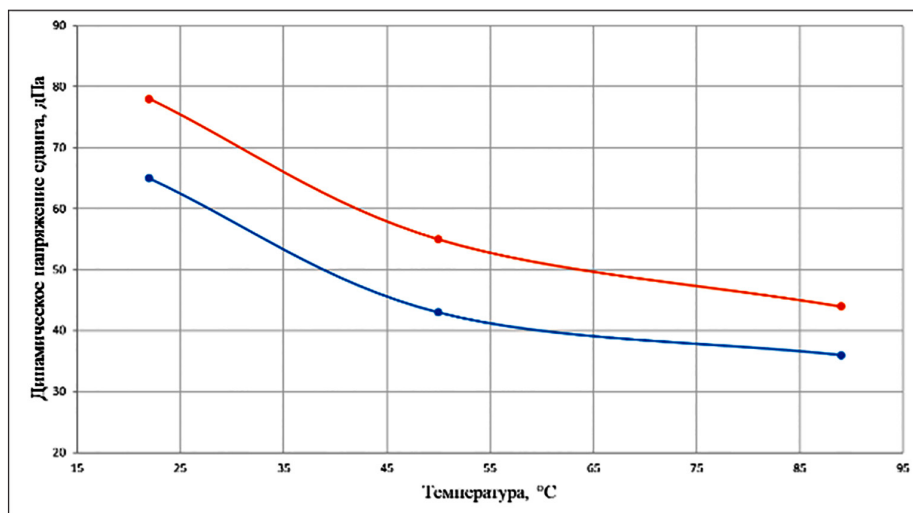


Рис. 3. График зависимости динамического напряжения сдвига от температуры

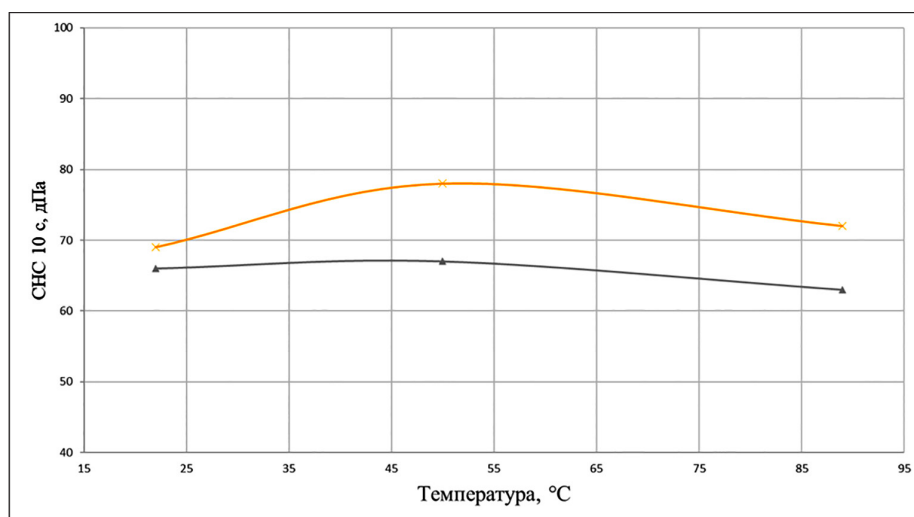


Рис. 4. График зависимости СНС после 10 с от температуры

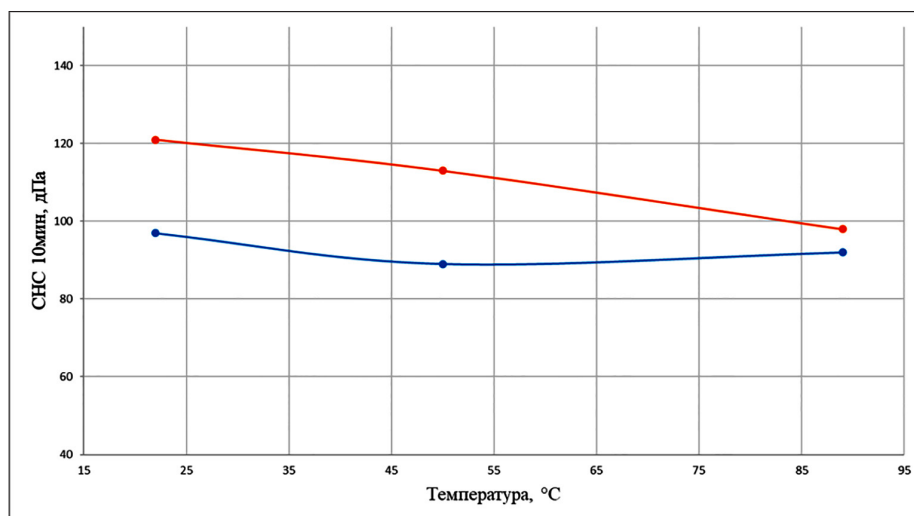


Рис. 5. График зависимости СНС после 10 мин. от температуры

Коэффициент температурной стабильности был рассчитан для таких технологических параметров бурового раствора, как пластическая вязкость, статическое напряжение сдвига после 10 секунд и 10 минут покоя, а также динамическое напряжение сдвига. На рисунках 2-5 графически представлены соотношения указанных параметров при 22 и 90°C.

Коэффициент температурной стабильности реологических параметров бурового раствора лежит в диапазоне 1,0-1,8, что обеспечивает достаточную сохранность промывочной способности бурового раствора и качественную очистку ствола скважины в пластовых условиях.

Заключение

Разработанная обратная эмульсия соответствует требованиям к буровым растворам: обеспечивает низкий показатель фильтрации (3,5 см³/30 мин.), высокую электростабильность (725 В) и удовлетворительную седиментационную стабильность. Реологические параметры демонстрируют температурную зависимость, но остаются в рабочем диапазоне даже при 90°C, с коэффициентами температурной стабильности 1,0-1,8, что обеспечивает качественную очистку ствола скважины. Полученные результаты исследования можно назвать удовлетворительными, буровой раствор на основе рапсового масла в смеси с метиловыми эфирами жирных кислот сочетает функциональность традиционных углеводородных систем со сниженным экологическим риском, соответствуя стандартам HSE, может быть рекомендован для проведения дальнейших исследований с целью его применения в качестве раствора первичного вскрытия продуктивных пластов.

Список литературы

1. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Закиров Н.Н., Листак М.В. Улучшение фильтрационно-емкостных свойств пласта после первичного вскрытия на Пунгинском ПХГ // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2 (38). С. 82-88. DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-82-88. EDN: XOICTO.
2. Кузьменков С.Г., Королев М.И., Новиков М.В., Паланицына А.Н., Нанишвили О.А., Исаев В.И. Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 3. С. 129-139. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/effektivnost-primeneniya-metodov-povysheniya-nefteotdachi-plastov-i-intensifikatsii-dobychi-nefti-na-mestorozhdeniyah-hanty> (дата обращения: 30.05.2025). DOI: 10.18599/grs.2023.3.16. EDN: WWWQUE.
3. Ташкевич И.Д., Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А. Обоснование типов промывочных жидкостей для первичного вскрытия терригенных коллекторов углеводородов (юг Сибирской платформы) // Науки о Земле и недропользование. 2020. Т. 43. № 1 (70). С. 77-87. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obosnovanie-tipov-promyvvochnykh-zhidkostey-dlya-pervichnogo-vskrytiya-terrigennykh-kollektorov-uglevodorodov-yug-sibirskoy-platformy> (дата обращения: 30.05.2025). DOI: 10.21285/2686-9993-2020-43-1-77-87. EDN: VRTQLN.
4. Нуцкова М.В., Сидоров Д.А., Тсикплону Д.Э., Сергеев Г.М., Васильев Н.И. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов // Недропользование. 2019. № 2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovaniya-burovyh-rastvorov-na-uglevodorodnoy-osnove-dlya-pervichnogo-vskrytiya-produktivnykh-plastov> (дата обращения: 30.05.2025). DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.4.
5. Lysakova E.I., Matveev A.V., Skorobogatova A.D., Nevrov A.L., Minakov A.V. Study of rheology and micro-rheology of emulsion drilling fluid based on technical plant oils. J. Sib. Fed. Univ. Chem. 2024. 17 (1). 105–115. URL: <https://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/152726> (дата обращения: 30.05.2025). EDN: IURBPU.
6. Лысакова Е.И., Жигарев В.А., Скоробогатова А.Д., Минаков А.В. Исследование коллоидной устойчивости и реологических свойств инвертной эмульсии с растительным маслом в качестве основы для бурового раствора // Журнал. Сибирского федерального университета. Химия. 2022. № 15(4). С. 529–538. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-kolloidnoy-ustoychivosti-i-reologicheskikh-svoystv-invertnoy-emulsii-s-rastitelnym-maslom-v-kachestve-osnovy-dlya> (дата обращения: 30.05.2025). DOI: 10.17516/1998-2836-0315.
7. Лаврентиади Ю.С., Леушева Е.Л. Повышение экологичности технологических жидкостей, применяемых для бурения скважин // Недропользование. 2023. Т. 23. № 1. С. 32–43. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-ekologichnosti-tehnologicheskikh-zhidkostey-primenyaemyh-dlya-bureniya-skvazhin> (дата обращения: 30.05.2025). DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.5.
8. Некрасова И.Л. Аспекты экологической и промышленной безопасности применения технологических жидкостей на неводной основе в процессах строительства и освоения скважин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2018. Т. 18. № 1. С. 41–52. URL: <https://ered.pstu.ru/index.php/geo/article/view/1202/636> (дата обращения: 30.05.2025). DOI: 10.15593/2224-9923/2018.3.4.
9. Запечалов М.В., Сергеев Н.С., Редеев Г.В. Применение рапсового масла в качестве биодизельного топлива // Вестник ОмГАУ. 2021. № 4 (44). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/primeneniye-rapsovogo-masla-v-kachestve-biodizelnogo-topliva> (дата обращения: 30.05.2025). DOI: 10.48136/2222-0364_2021_4_198.
10. Будовская М.Е., Двойников М.В., Блинов П.А., Камбулов Е.Ю., Минибаев В.В. К вопросу формирования кольматационного экрана при бурении скважин с применением бурового раствора на углеводородной основе в условиях месторождений Восточной Сибири // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 3 (351). С. 29-34. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-3(351)-29-34. EDN: YNAEJR.
11. Тирон Д.В. Совершенствование технологии эмульсионных растворов для бурения скважин в условиях повышенных забойных температур: автореф. дисс. ... канд. техн. наук. Санкт-Петербург. 2017. 20 с.
12. Пилипенко Т.В., Астафьева В.В., Степанова Н.Ю. Изучение качественных характеристик растительных масел различными методами // Известия СПбГАУ. 2015. № 39. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/izucheniye-kachestvennykh-harakteristik-rastitelnykh-masel-razlichnymi-metodami> (дата обращения: 30.05.2025).
13. Табатабаи Моради С.Ш. Вероятностное исследование оптимизации промывки скважины // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 956-963. URL: https://pmi.spmi.ru/pmi/article/view/15779?setLocale=ru_RU (дата обращения: 30.05.2025). DOI: 10.31897/PMI.2022.67.

14. Парфирьев В.А., Ваганов Ю.В., Закиров Н.Н. Инвертно-эмульсионные растворы для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения // Известия вузов. Нефть и газ. 2020. № 3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/invertno-emulsionnye-rastvory-dlya-vskrytiya-hamakinskogo-gorizonta-vostochno-alinskogo-mestorozhdeniya> (дата обращения: 30.05.2025). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-3-44-53.

15. Хвоцин П.А., Некрасова И.Л., Гаршина О.В., Конесев Г.В. Утяжеленный инвертный эмульсионный раствор с регулируемым реологическим профилем для строительства горизонтальных скважин // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 1. С. 35-44. URL: https://ngdelo.ru/files/old_ngdelo/2015/1/ngdelo-1-2015-p35-44.pdf (дата обращения: 30.05.2025). EDN: VEDWHH.

16. Хвоцин П.А. Исследование и разработка инвертного эмульсионного раствора на основе термопластичной

композиции для промывки скважин в сложных условиях бурения: автореф. дисс. ... канд. техн. наук. Уфа, 2016. 24 с.

17. Уляшева Н.М., Леушева Е.Л., Галишин Р.Н. Разработка композиции бурового раствора для проводки наклонно-направленного ствола скважины с учетом реологических параметров жидкости // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 454-461. URL: https://pmi.spmi.ru/pmi/article/view/13301?setLocale=ru_RU (дата обращения: 30.05.2025). DOI: 10.31897/PMI.2020.4.8.

18. Дуркин В.В., Уляшева В.М., Пономарев В.В. Влияние температуры на реологические параметры жидкостей для первичного вскрытия продуктивного пласта и заканчивания скважин // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 7 (127). С. 24-29. URL: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/nefteservis/743160-vliyanie-temperatury-na-reologicheskie-parametry-zhidkostey-dlya-pervichno-go-vskrytiya-produktivnog/> (дата обращения: 30.05.2025). EDN: AZNYZE.