

СТАТЬИ

УДК 622.244

РАЗРАБОТКА СОСТАВА ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНОЙ БИОПОЛИМЕРНОЙ ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИИ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Чудинова И.В., Валиулин Р.Ф.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург,
e-mail: chudinova_iv@pers.spmi.ru

Данная статья посвящена разработке состава биополимерно-эмulsionного раствора для первичного вскрытия продуктивного пласта, в котором в качестве дисперсной фазы выступает отработанное растительное масло. Актуальность создания такой промывочной жидкости состоит в том, что «классические» углеводородные системы являются дорогими и часто опасными как для окружающей среды, так и для персонала буровой установки. В работе теоретически обоснованы преимущества и недостатки существующих эмульсионных систем – как инвертных, так и прямых. Описан эффект, которого позволяет добиться использования растворов, содержащих растительное масло. Выбраны и обоснованы материалы, позволяющие получить рабочий состав бурового раствора, а также методы, с помощью которых производилось исследование основных технологических параметров промывочной жидкости. Описан процесс отработки и получения базового и утяжеленного составов биополимерной эмульсии, содержащей масло ВМГЗ и отработанное растительное масло. Построены реологические модели в зависимости от различного содержания ксантанового биополимера. В ходе исследования были оценены: плотность, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, статическое напряжение сдвига, показатель фильтрации, а также смазывающая способность полученных систем, а также сделаны выводы об эффективности применения промывочной жидкости, содержащей в качестве дисперсной фазы отработанное растительное масло. Разработанный буровой раствор показал желаемые результаты, по некоторым параметрам превосходящие «классические» углеводородные системы, что позволяет говорить о том, что система может быть использована на промысле, хотя и с некоторыми отступлениями, так как требуются дальнейшие исследования, в том числе и с моделированием скважинных условий.

Ключевые слова: буровой раствор, биополимерный эмульсионный раствор, прямая эмульсия, раствор на углеводородной основе, отработанное растительное масло, ксантановый биополимер

DEVELOPMENT OF AN ENVIRONMENT-FRIENDLY BIOPOLYMER OIL-IN-WATER EMULSION FOR PRIMARY EXPOSING OF PRODUCTIVE LAYERS

Chudinova I.V., Valiulin R.F.

ФГБОУ ВО «Saint-Petersburg mining university», Saint-Petersburg,
e-mail: chudinova_iv@pers.spmi.ru

This article is devoted to the development of the composition of a biopolymer emulsion mud for the primary exposing of a productive layer in which waste vegetable oil as a dispersed phase. The urgency of creating such a drilling fluid is that «classic» hydrocarbon systems are expensive and, often, dangerous, both for the environment and for the personnel of the drilling rig. The paper theoretically substantiates the advantages and disadvantages of existing emulsion systems, both invert and direct. The effect that can be achieved by using solutions containing vegetable oil is described. The materials that make it possible to obtain the working composition of the drilling mud, as well as the methods by which the study of the main technological parameters of the drilling fluid was carried out, were selected, and justified. The process of working out and obtaining the basic and weighted compositions of the biopolymer emulsion containing VMGZ oil and waste vegetable oil is described. Rheological models are made depending on the different content of xanthan biopolymer. During the study, the following were evaluated: density, plastic viscosity, yield point, gel strength, filtration, as well as the lubricity of the obtained systems, and conclusions were drawn about the effectiveness of using the drilling fluid containing waste vegetable oil as the dispersed phase. The developed drilling mud showed the desired results, surpassing the «classical» hydrocarbon systems in some parameters, which suggests that the system can be used in the field, although with some reservations, since further research is required, including modeling of well conditions.

Keywords: drilling mud, biopolymer emulsion mud, oil-in-water emulsion, oil-based drilling mud, waste vegetable oil, xanthan gum

Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и в акватории моря является сложным и дорогостоящим процессом, требующим высокого профессионализма и координации сотрудников – от проектировщиков до помощников бурильщика. При этом одной из основных статей расхода на этапе сооружения скважины является

сервис буровых растворов, стоимость которого может составлять до 40% от всей стоимости строительства одной скважины для российского рынка, тогда как на Западе эта цифра нередко доходит до 60–65%.

Высокая цена на сервис буровых растворов обусловлена дорогостоящими реагентами, применяемыми при приготовле-

ния промывочных жидкостей, особенно это касается буровых растворов на углеводородной основе (РУО). Однако применение РУО весьма привлекательно при первичном вскрытии продуктивных пластов, а также в интервалах возможных осложнений.

Так, растворы на углеводородной основе обладают низким показателем фильтрации, а также низким содержанием твердой фазы, что позволяет снизить загрязнение призабойной зоны пласта до минимального значения, тем самым сохранив фильтрационно-емкостные и коллекторские свойства продуктивного горизонта. Оценка качества вскрытия продуктивного пласта производится по коэффициенту восстановления проницаемости (КВП). При использовании полимерных и биополимерных растворов значение КВП редко превосходит 0,6–0,7, однако применение эмульсионных систем позволяет повысить его до 0,8–0,9 [1, 2].

С точки зрения промывки скважины и транспортировки шлама с забоя скважины РУО являются также наиболее предпочтительными, так как обладают хорошими реологическими параметрами даже при воздействии высоких температур и давлений, сохраняя плоский реологический профиль, что позволяет не повышать эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП) и не превышать градиент гидроразрыва пласта [3].

Буровые растворы на углеводородной основе являются превосходными ингибиторами глинистых отложений за счет своей инертной природы, чем предотвращают набухание и диспергирование глин, а также выбуренной породы [4]. Кроме того, молекулы масла способствуют гидрофобной кольматации микротрещин сланцев, что позволяет проходить данные интервалы без осложнений.

Кроме того, важным параметром бурового раствора является его смазывающая способность, которая характеризуется коэффициентом трения. Регулировать данный параметр позволяет добавление различных смазывающих добавок, однако наилучшей смазывающей способностью обладают РУО, которые за счет создания тонкой масляной корки буквально обволакивают бурильную колонну, что позволяет снизить коэффициент трения, а также уменьшить износ бурильного инструмента [5].

Однако, несмотря на явные преимущества, растворы на углеводородной основе обладают существенными недостатками в виде стоимости, сложности оперативного управления их свойствами в процессе

бурения, трудностями при интерпретации данных, полученных в ходе геофизических исследований скважины.

Нивелировать данные недостатки можно, используя растворы типа «масло в воде» [6, 7]. Данные промывочные жидкости по своим технологическим свойствам схожи с РУО, они способны обеспечивать высокую стабильность ствола скважины при проходке наклонно-направленных и горизонтальных участков, а также позволяют минимизировать загрязнение продуктивного пласта. Однако, несмотря на явные преимущества, любые эмульсионные системы проигрывают буровым растворам на водной основе (РВО) из-за своей высокой стоимости и низкой экологичности.

Одним из вариантов решения этой проблемы являются буровые растворы, содержащие отработанное растительное масло [8]. Успешные исследования последних лет демонстрируют [9–11], что они могли бы заменить «классические» углеводородные системы благодаря более привлекательной стоимости и отсутствию вредного воздействия при неизменно высоких показателях бурения, а также эффективном первичном вскрытии продуктивных пластов.

Целью данной работы являлась разработка состава биополимерно-эмulsionного раствора для первичного вскрытия пласта, который содержал бы в качестве углеводородной фазы отработанное растительное масло и при этом не уступал бы по своим параметрам «классическим» углеводородсодержащим системам.

Материалы и методы исследования

Для создания биополимерно-эмulsionных растворов (БЭР) в качестве дисперсной фазы использовались: гидравлическое масло ВМГЗ «Волга-Ойл» – всесезонное масло гидравлическое сгущенное; отработанное растительное масло (ОРМ) – смесь растительных масел, использованных для приготовления пищи, собранная в емкость и пропущенная через фильтровальную бумагу для очищения от механических примесей.

Для создания устойчивой эмульсии в качестве эмульгатора был взят Полисорбат (Твин-80), который является неионогенным ПАВ.

Помимо дисперсионной среды, которой выступала вода, дисперсной фазы, а также эмульгатора, в раствор также были включены: соль KCl, используемая для утяжеления и качественного ингибиования глин; ксантановый биополимер DOUVIS NS, который

выступает в качестве структурообразователя для растворов при первичном вскрытии пласта и отличается повышенной термостойкостью; модифицированный крахмал DEXTRID LTE, используемый в качестве понизителя фильтрации, а также модификатора реологических свойств; каустическая сода NaOH – для регулирования свойств pH; бактерицид Microbicide Remacidiver в качестве ингибитора деструкции полисахаридов и микромрамор (CaCO_3) с размером фракционного состава 5 мкм и 50 мкм, используемый для доведения раствора до заданной плотности и кольматирования порового пространства пласта.

Измерение технологических параметров приготовленных растворов проводилось согласно стандартам API на следующих приборах: плотность – на рычажных весах FANN; пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига (ДНС), статическое напряжение сдвига (СНС) – на ротационном вискозиметре FANN Model 35SA; показатель фильтрации – на фильтр-прессе FANN LPLT; коэффициент трения – на приборе для определения предельного давления / смазывающих свойств FANN 212.

Результаты исследования и их обсуждение

При отработке рецептуры бурового раствора для определения количества добавки того или иного реагента были изучены рекомендации производителей по приготовлению промывочных жидкостей и выбрано оптимальное содержание каждого вещества. Так, для ксантанового биополимера количество вещества, которое необходимо для придания жидкости структурных свойств, колеблется от 1 до 5 кг/м³, в то время как для модифицированного крахмала это зна-

чение находится в пределах от 6 до 17 кг/м³. Оптимальным содержанием ксантанового биополимера было выбрано 3 кг/м³, а модифицированного крахмала – 11,5 кг/м³ как средние значения.

Однако при проведении измерений базовых параметров полученных растворов пластическая вязкость (PV) и ДНС (YP) растворов оказались завышены и равны для раствора, содержащего в качестве дисперсной фазы масло ВМГЗ, 43 мПа · с и 31 Па, а для БЭР ОРМ – 40 мПа · с и 29 Па соответственно. Дальнейшее утяжеление растворов привело бы лишь к увеличению реологических параметров, что еще более негативно сказалось бы на прокачке промывочной жидкости и могло бы повлечь за собой потерю циркуляции, а также гидроразрыв пласта. При этом попытка снижения реологических свойств посредством добавления ферромхромлигносульфоната (ФХЛС) к успеху не привела.

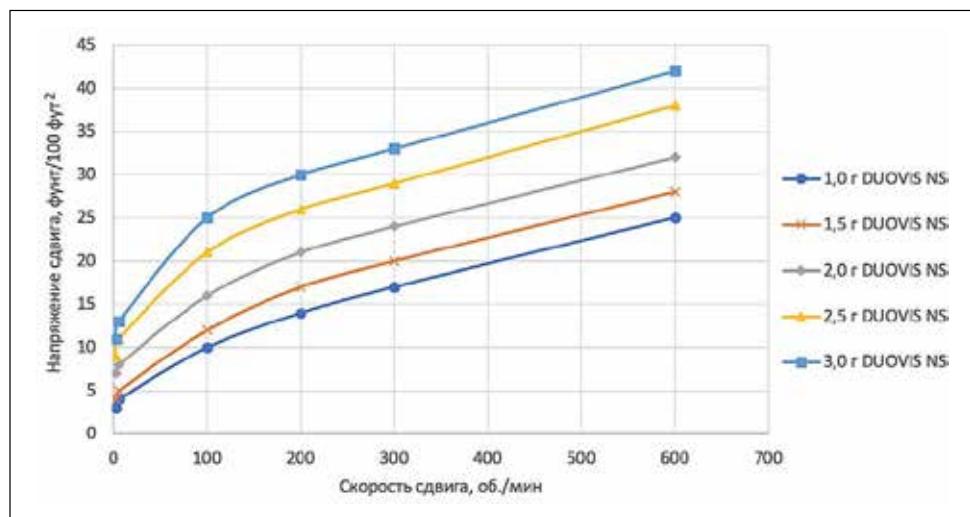
При дальнейшей работе над рецептурой состава бурового раствора было принято решение о снижении количества используемого ксантанового биополимера и модифицированного крахмала. Содержание крахмала было сокращено до минимально возможных 6 кг/м³, тогда как для получения оптимального реологического профиля было принято решение изменять содержание ксантанового биополимера в диапазоне от 1 до 3 кг/м³ с шагом 0,5 кг/м³. Так была получена следующая зависимость реологических характеристик от содержания ксантанового биополимера для БЭР ВМГЗ (табл. 1).

На основании данных, полученных при измерении реологических параметров БЭР ВМГЗ, были построены реологические модели при различном содержании ксантанового биополимера (рисунок).

Таблица 1

Отработка состава промывочной жидкости для получения требуемых реологических параметров

Содержание биополимера	1,0 г DUOVIS NS	1,5 г DUOVIS NS	2,0 г DUOVIS NS	2,5 г DUOVIS NS	3,0 г DUOVIS NS
600 RPM	25	28	32	38	42
300 RPM	17	20	24	29	33
200 RPM	14	17	21	26	30
100 RPM	10	12	16	21	25
6 RPM	4	5	8	11	13
3 RPM	3	4	7	9	11
PV, сП	8	8	8	9	9
YP, фунт/100 фут ²	9	12	15	20	24



Реологические модели, полученные для различного содержания ксантанового биополимера

Так, можно заметить, что при понижении содержания ксантанового биополимера реологическая модель исследуемой жидкости приближается к бингамовской, присущей глинистым буровым растворам. Увеличение содержания ксантанового биополимера ведет к увеличению показателя нелинейности, следовательно, промывочная жидкость может быть описана модифицированной степенной моделью Гершеля–Балкли.

Минимальному содержанию ксантанового биополимера (1,0 и 1,5 г) при низких оборотах соответствуют низкие значения угла закручивания торсионной пружины, что следует интерпретировать как плохую удерживающую способность частиц выбуренной породы, а также утяжелителя. При

содержании ксантановой смолы 3,0 и 2,5 г значения СНС и ДНС оптимальны, однако существует необходимость дальнейшего утяжеления системы, что приведет к дополнительному росту этих показателей.

Таким образом, оптимальным количеством ксантанового биополимера DUOVIS NS, которое необходимо добавить в раствор для достижения лучших реологических характеристик, является 2,0 г, при этом пластическая вязкость равна 8 мПа · с, ДНС – 9,6 Па (20 фунт/100 фут²), СНС за 10 сек – 3,4 Па (7 фунт/100 фут²), а СНС за 10 мин – 4,3 Па (9 фунт/100 фут²).

Полученные составы биополимерно-эмulsionционных жидкостей представлены в таблице 2.

Таблица 2

Разработанные составы буровых растворов

Наименование реагента	Назначение реагента	БЭР ВМГЗ	БЭР ОРМ
Вода	Дисперсионная среда, основа бурового раствора	800 мл	800 мл
Масло	Дисперсная фаза	200 мл	200 мл
Твин 80	Эмульгатор прямой эмульсии	9 г	9 г
DUOVIS NS	Структурообразователь	2 г	2 г
DEXTRID LTE	Контроль фильтрации, модификатор реологических свойств	6 г	6 г
KCl	Ингибитор гидратации глин	200 г	200 г
NaOH	Контроль pH среды	0,5 г	0,5 г
Microbicide Remacidiver	Ингибитор деструкции полисахаридов	0,5 г	0,5 г
BARACARB-5	Утяжелитель, кольматант	95 г	85 г
BARACARB-50	Утяжелитель, кольматант	95 г	85 г
RF Defoamer	Пеногаситель	10 г	10 г

Для уменьшения инфильтрации водной фазы в продуктивный пласт рационально использовать кольматант – микрокальцит. При этом для успешного кольматирования порового пространства следует использовать микромрамор различного фракционного состава.

В результате проведенных исследований были получены следующие параметры для разработанных буровых растворов (табл. 3).

Таблица 3
Параметры разработанных промывочных жидкостей

Параметры бурового раствора	БЭР ВМГЗ	БЭР ОРМ
Плотность, кг/м ³	1200	1200
Пластическая вязкость, мПа · с	16,0	15,0
ДНС, Па	12,5	10,5
СНС _{10 сек} , Па	5,3	4,7
СНС _{10 мин} , Па	6,7	5,7
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	4,0	3,0
Коэффициент трения	0,20	0,17

Реологические параметры обоих растворов позволяют осуществлять качественную очистку ствола скважины, однако значение ДНС БЭР ВМГЗ несколько выше допустимого по стандарту API, согласно которому ДНС промывочной жидкости должно лежать в пределах от 7 до 12 Па, что объясняется тем, что кинематическая вязкость базового масла для приготовления данного раствора выше, чем вязкость ОРМ.

Показатель фильтрации БЭР ОРМ предпочтительнее в условиях первичного вскрытия пласта, тогда как значение БЭР ВМГЗ лежит на верхней границе данного параметра, что может свидетельствовать о более низкой устойчивости полученной эмульсии.

Коэффициент трения БЭР ОРМ ниже, чем значение, полученное для БЭР ВМГЗ. Это объясняется тем, что в растворах, содержащих растительные масла, наличествуют свободные жиры, а также небольшая доля глицерина, которые способствуют улучшению смазывающих способностей бурового раствора.

Таким образом, можно говорить о том, что разработанная система промывочной жидкости БЭР ОРМ не только не уступает,

но и превосходит по некоторым параметрам БЭР ВМГЗ, что делает ее использование перспективным и привлекательным, особенно при бурении наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

Заключение

В результате проделанной работы было получено два состава биополимерно-эмulsionционных буровых растворов с различной дисперсной фазой: ВМГЗ и ОРМ. Проведенные исследования доказали эффективность и возможность создания стабильной прямой эмульсии при использовании отработанного растительного масла, которое обладает низкой токсичностью в сравнении с классическими углеводородными системами.

При необходимости можно использовать базовый состав бурового раствора без утяжелителя, однако в таком случае повышенное внимание следует уделять инфильтрации водной фазы. При этом повышение содержания углеводородной фазы или переход эмульсии из прямой в обратную могут снизить показатель фильтрации до сверхнизких значений, но в таком случае есть риски потери устойчивости эмульсии. Снижение показателя фильтрации посредством повышения содержания модифицированного крахмала может негативно сказаться на реологических параметрах бурового раствора, в то время как стандартные понизители фильтрации для растворов на водной основе, такие как ФХЛС или КССБ (конденсированная сульфат спиртовая барда), не работают с прямыми эмульсиями.

В целом БЭР ОРМ показал себя эффективным в лабораторных условиях, однако для окончательной оценки работоспособности данной системы требуются изучение технологических параметров раствора при моделировании скважинных условий, а также апробация на промысле.

Список литературы

- Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Храбров Д., Жирнов Р.А., Сутырин А.В., Гайдаров М.М.-Р. Поликатионные системы Катбурр – новое направление в области буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. 2017. № 7. С. 36–49.
- Конесев В.Г., Четвергнева И.А., Тептерева Г.А. Особенности и методология выбора растворов первичного вскрытия продуктивных пластов на основе проведения фильтрационных экспериментов на керне // Известия Томского политехнического университета. 2020. Т. 331. № 11. С. 168–175.
- Visicencu V., Bouguetta M. Drilling fluids for ERD: Rheology requires more than a quick look. AADE National Techni-

- cal Conference and Exhibition. 2013. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.aade.org/application/files/7115/7261/2263/AADE-13-FTCE-27.pdf> (дата обращения: 15.07.2022).
4. Гришковец В.Ю., Давыдов Ю.С., Редкин Т.А., Николаева Л.В., Крапиков А.В. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин // Науки о Земле и недропользование. 2013. № 2. С. 95–102.
5. Ytrehus J.D., Taghipour A., Golchin A., Saasen A., Prakash B. The effect of different drilling fluids on mechanical friction. Journal of Energy Resources Technology. 2017. DOI: 10.1115/1.4035951.
6. Грирюк П.В. Высокоингибированный безглинистый эмульсионный буровой раствор // Патент РФ № 22698389. Патентообладатель ООО «Национальная сервисная компания». 2019.
7. Praaven K.J., Mahto V., Saxena V.K. Study the effect of polymers on the stability and rheology properties of oil-in-water (O/W) Pickering emulsion muds. Korea-Australia Rheology Journal. 2018. № 2. P. 127-136. DOI: 10.1007/s13367-018-0013-y.
8. Tchameni A., Zhao L., Nagre R.D., Ma C. Modelling the effect of drilled cuttings on the rheological properties of waste vegetable oil biodiesel in water-based drilling mud. Geosystem Engineering. 2017. DOI: 10.1080/12269328.2017.1332532.
9. Kesarwani H., Saxena A., Sharma S. Novel Jatorpha Oil Based Emulsion Drilling Mud Outperforms Conventional Drilling Mud: A comparative study. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. 2020. DOI: 10.1080/15567036.2020.1827095.
10. Paswan B.K., Mahto V. Development of environmental-friendly oil-in-water emulsion-based drilling fluid for shale gas formation using sunflower oil. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107129.
11. Saker K., Aarti T., Nitesh K., Maen M.H. A novel oil-in-water drilling mud formulated with extracts from Indian mango seed oil. Petroleum Science. 2019. № 5. DOI: 10.1007/s12182-019-00371-7.