

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК БУРОВОГО РАСТВОРА НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ В ПРИСУТСТВИИ БИОПОЛИМЕРОВ, СИНТЕТИЧЕСКОГО ПОЛИМЕРА И МОДИФИЦИРОВАННОГО ПРИРОДНОГО ПОЛИМЕРА

© 2023 г. Shaine Mohammadali Lalji^{1,*}, Syed Imran Ali^{1,**}, Muhammad Arqam Khan^{1,***}

¹ Department of Petroleum Engineering, NED University of Engineering & Technology, Karachi, 75270 Pakistan

*E-mail: shaine@neduet.edu.pk; **E-mail: engrimran@neduet.edu.pk; ***E-mail: arqamkhan@neduet.edu.pk

Поступила в редакцию 29 августа 2022 г.

После доработки 19 октября 2022 г.

Принята к публикации 15 сентября 2023 г.

Четыре различных полимера: биополимеры альгинат натрия и Pure-bore[®], синтетический частично гидролизированный полиакриламид (РНРА) и модифицированная природная полианионная целлюлоза класса L (РАС-L) были использованы в качестве добавок для улучшения реологических характеристик буровых растворов на водной основе (WBDF). После добавления этих полимеров не наблюдалось значительных изменений плотности бурового раствора. Все системы ведут себя как жидкости, разжижающиеся при сдвиге (индекс текучести <1). Для всех образцов наблюдается снижение динамической вязкости с увеличением скорости сдвига. Раскручивание полимерных цепей, происходящее при высокой скорости сдвига, в итоге снижает вязкость этих систем. Образцы, состоящие из Pure-bore[®] и альгината натрия, демонстрируют желаемые рабочие значения реологических параметров, их применение позволяет свести к минимуму эксплуатационные проблемы, возникающие из-за плохой очистки скважины. Напротив, системы с использованием РНРА и РАС-L имели неблагоприятные реологические характеристики. Высокая молекулярная масса РНРА и гидратация РАС-L в присутствии хлорида калия снижают их эффективность.

Ключевые слова: альгинат натрия, полимер Pure-bore[®], РНРА, РАС-L, реологические свойства

DOI: 10.31857/S0028242123040044, **EDN:** OJEPKV

СОКРАЩЕНИЯ

WBDF – буровые растворы на водной основе;

OBDF – буровые растворы на углеводородной основе;

РАС-L – полианионная целлюлоза класса L;

РНРА – частично гидролизированный полиакриламид;

KCl – хлорид калия;

PV – пластическая вязкость;

YP – предел текучести;

AV – кажущаяся вязкость;

GS – статическое напряжение сдвига бурового раствора;

n – индекс текучести;

k – степень загустевания.

Буровой раствор является основным и наиболее важным компонентом при проведении любых буровых работ [1–3]. Он применяется в основном для очистки ствола и поддержания целостности скважины, транспортировки бурового шлама на поверхность, помощи в удержании бурового шлама во взвешенном состоянии в периоды прекращения циркуляции, поддержания гидростатического напора в стволе скважины [1, 3–5]. Буровые растворы подразделяются на три группы: на водной основе (WBDF), на углеводородной основе (OBDF) и синтетические буровые растворы (SMS) [1, 5, 6]. WBDF, как правило, экономически эффективны и не связаны ни с какими серьезными экологическими проблемами [7]. Поэтому им отдают предпочтение чаще, чем OBDF и SMS, несмотря на более

высокие эксплуатационные характеристики последних [3, 7, 8]. Для преодоления существующих ограничений и проблем с эффективностью WBDF к ним добавляют различные соли, полимеры или наночастицы [3, 9].

Полимеры представляют собой длинноцепочечные соединения, обладающие высокой молекулярной массой, цепи которых образованы более мелкими звеньями, известными как мономеры [10]. В рецептуре буровых растворов в качестве добавок используются различные полимеры, в том числе природные, модифицированные природные и синтетические [10]. Эти полимеры являются загустителями, их добавляют в буровой раствор для получения необходимых реологических свойств [2, 4, 10, 11]. Указанные реологические свойства WBDF помогают им эффективно очищать ствол скважины и способствуют удержанию бурового шлама во взвешенном состоянии, когда отсутствуют циркуляция и транспортировка шлама с забоя скважины на поверхность [4, 12].

К основным реологическим характеристикам бурового раствора относятся пластическая вязкость (PV), предел текучести (YP) и статическое напряжение сдвига (GS) [3, 4, 13, 14]. Пластическая вязкость представляет собой сопротивление, возникающее между слоями в жидкостной системе [4], между твердыми веществами и между твердыми веществами и жидкостями [15]. Предел текучести жидкости определяется электрохимическими силами, создаваемыми электрическими зарядами на поверхности химически активных частиц [16]. Этот параметр демонстрирует способность бурового раствора поднимать буровой шлам из ствола скважины и выносить его на поверхность [4, 17]. Статическое напряжение сдвига отражает электрохимические силы, возникающие внутри жидкостной системы в состоянии покоя [16, 18]. Это свойство показывает способность бурового раствора удерживать буровой шлам во взвешенном состоянии при отсутствии циркуляции [3, 16, 19].

Добавление полимеров в систему бурового раствора значительно улучшает ее реологические свойства. В. Safi с сотр. [20] провели оценку реологических характеристик системы бурового раствора на водной основе после добавления полианионной целлюлозы (PAC). Оказалось, что реологические характеристики WBDF при использова-

нии этого полимера существенно улучшились [20]. Ahmed с сотр. [21] изучали эффективность РНРА в системе бурового раствора. Производительность такой системы после добавления полимеров значительно повысилась [21]. Применение полимеров в нефтяной отрасли получило широкое распространение. Полимерные добавки относительно недороги, экологически безопасны, легкодоступны и обеспечивают контролируемые реологические характеристики [22]. Кроме того, понимание физико-химических взаимосвязей в таких системах является наиболее важным фактором, позволяющим использовать их в качестве добавок к буровым растворам [20].

Основной целью данного исследования было экспериментальное изучение влияния полимера на реологические свойства растворов WBDF на основе хлорида калия (KCl) после добавления четырех различных полимеров, в том числе биополимеров (альгината натрия и Pure-bore[®]), синтетического (РНРА) и модифицированного природного (полианионной целлюлозы класса L, PAC-L). Применение вышеуказанных биополимеров в качестве модифицирующих реологические свойства добавок к буровым растворам ограничено, поэтому эти биополимерные системы сравнивали с уже существующими полимерными системами для бурового раствора. Кроме того, было проведено сравнение характеристик данных полимеров при использовании в качестве средства реологического контроля в буровом растворе, что в итоге поможет оценить их физико-химические свойства в реальных геологических условиях во время бурения.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Структура полимеров. Исследовали четыре различные полимерные системы и их влияние на реологические свойства бурового раствора на водной основе. Химическая структура всех четырех полимеров, использованных в настоящей работе, приведена на рис. 1а–г.

На рис. 1а представлена химическая структура частично гидролизованного полиакриламида (РНРА). Этот полимер состоит из повторяющихся акрилатных и акриламидных звеньев [10, 23]. Ионная природа данного полимера варьируется в зависимости от его возможного применения. Он

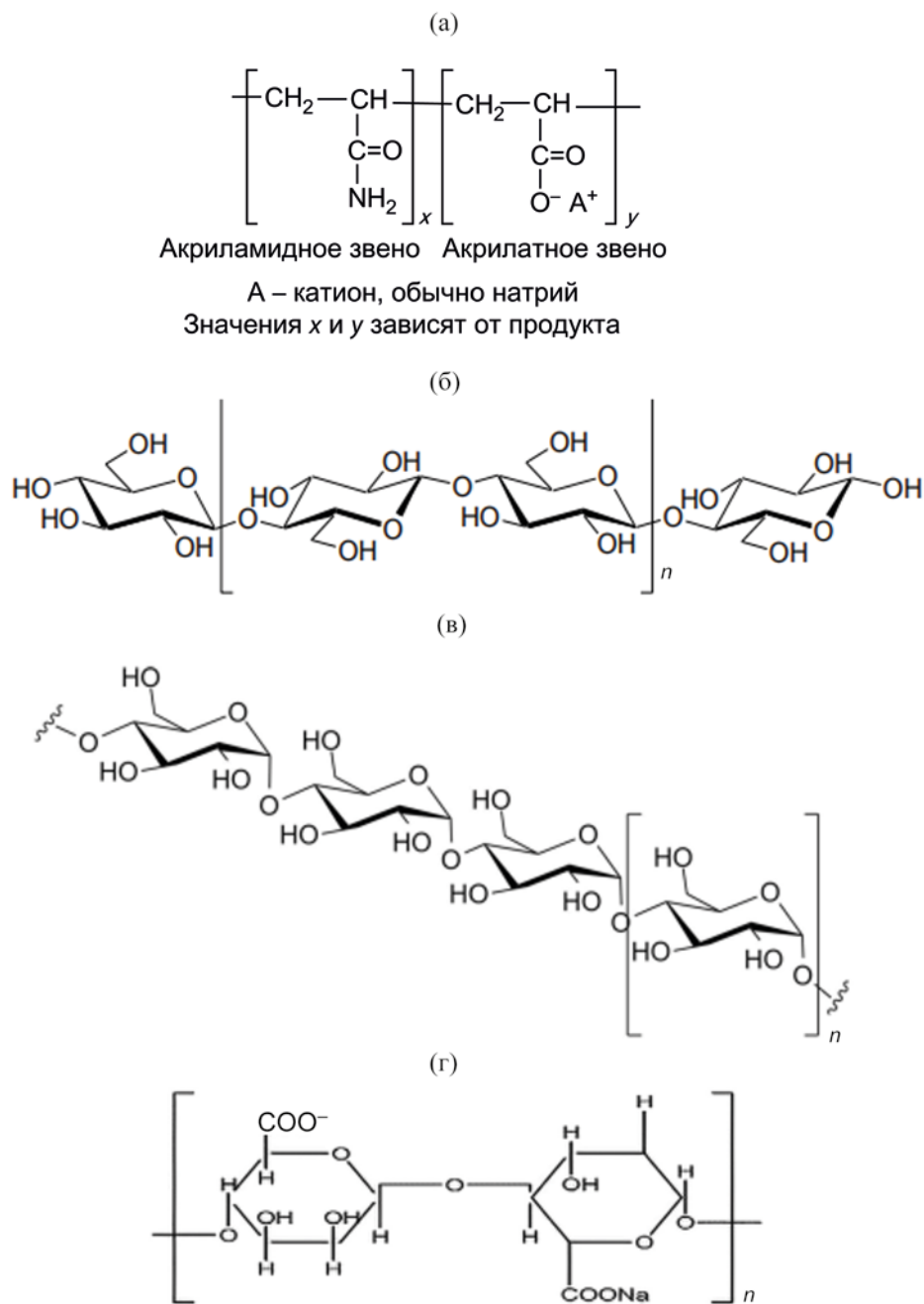


Рис. 1. Химическая структура РНРА (а), РАС-Л (б), Pure-bore® (в), альгината натрия (г).

может быть анионным, катионным или неионным [10]. РНРА используется в основном для повышения вязкости WBDF [24] или в качестве ингибитора глинистых сланцев [10].

Химическая структура полианионной целлюлозы класса L, широко известной как РАС-Л, приведена на рис. 1б. Целлюлоза в основном представ-

ляет собой линейный гомополисахарид, состоящий из звеньев β-D-глюкопиранозы [25]. Эти звенья связаны между собой β-1-4-связями [25]. Видно, что каждое звено состоит из трех гидроксильных групп. Эти группы отвечают за формирование кристаллической упаковки и обеспечивают желаемые физические характеристики целлюлозы [25, 26].

Таблица 1. Состав образцов, приготовленных в настоящем исследовании

Наименование образца	Состав каждого образца
Буровой раствор РНРА	Базовый буровой раствор + 4 г РНРА
Буровой раствор PAC-L	Базовый буровой раствор + 4 г PAC-L
Буровой раствор Pure-bore®	Базовый буровой раствор + 4 г Pure-bore®
Буровой раствор Pure-bore®	Базовый буровой раствор + 4 г альгината натрия
Неполимерный буровой раствор (базовый буровой раствор)	Базовый буровой раствор (без добавления новых полимеров)

Высокомолекулярный биополимер Pure-bore®, состоящий из полисахаридов [27], имеет сложную химическую структуру (рис. 1в) [10]. Pure-bore® имеет анионную природу [10] и используется в основном для регулирования реологических свойств бурового раствора. Кроме того, он обеспечивает суспендирование выбуренной породы и увеличивает коэффициент несущей способности системы бурового раствора [10].

Альгинат натрия, структура которого схематично представлена на рис. 1г, содержит множество карбоксильных и гидроксильных групп [28]. Этот полимер представляет собой еще один тип нетоксичных, водорастворимых и имеющих гидрофильную природу биополимеров [28, 29]. Кроме того, его получают экстракцией из бурых водорослей [29, 30]. Данный полимер образован сочетанием α -L-гулурановой кислоты (G) и β -D-маннуроновой кислоты (M) [29, 31]. В нефтегазовой отрасли альгинат натрия обычно применяется для улучшения реологических свойств буровых растворов на водной основе. Эти биополимеры также широко используются для повышения нефтеотдачи (EOR) благодаря их совместимости с другими добавками, применяемыми для данной цели. В связи с интенсивным применением таких биополимеров в настоящем исследовании проведен сравнительный анализ их реологических свойств с реологическими свойствами традиционно используемых полимеров.

Методология. Экспериментальные работы были проведены в соответствии со стандартом API 13B-1 (RP-13B-1), в котором даны рекомендуемые методы полевых испытаний буровых растворов на водной основе (WBDF). Буровой раствор, базовая система которого была первоначально создана в лаборатории и состоит из воды, кальцинированной

соды, соли (хлорида калия), ксантановой камеди и барита, в настоящее время используется в производственной практике сервисной компании, работающей в Пакистане. Было приготовлено пять образцов объемом 350 см³ каждый, их состав приведен в табл. 1. Вместо ксантановой камеди в состав исследуемых WBDF были добавлены четыре новых полимера в той же концентрации. Методика испытания и количество бурового раствора, образовавшегося в ходе эксперимента, были одинаковыми для каждого образца. Блок-схема эксперимента показана на рис. 2. Количество полимера, добавляемого в базовую систему бурового раствора, заменяло равное количество воды, чтобы каждый образец имел гарантированный объем 350 см³. Реологические свойства всех полимерных систем исследовали экспериментально и сопоставляли друг с другом.

Измерение плотности и реологических свойств бурового раствора. Плотность всех пяти образцов была измерена с использованием весов (рис. 2). Все значения плотности указаны в кг/м³. Основное внимание в данном исследовании уделялось изменениям реологических свойств, происходящим при добавлении различных полимерных систем. Реологические свойства жидкостей оценивали с помощью реометра FANN 35. Каждый из пяти образцов подвергали ротационному воздействию с четырьмя различными скоростями (100, 200, 300 и 600 об/мин). Соответствующие показания шкалы, полученные при каждой скорости вращения, были равны напряжению сдвига. Эти данные использовали впоследствии для расчета различных реологических свойств, что облегчало понимание реологии бурового раствора после добавления полимеров. В табл. 2 и уравнениях (1)–(6) [32] представлены различные реологические пара-

Различные полимеры, используемые в буровом растворе

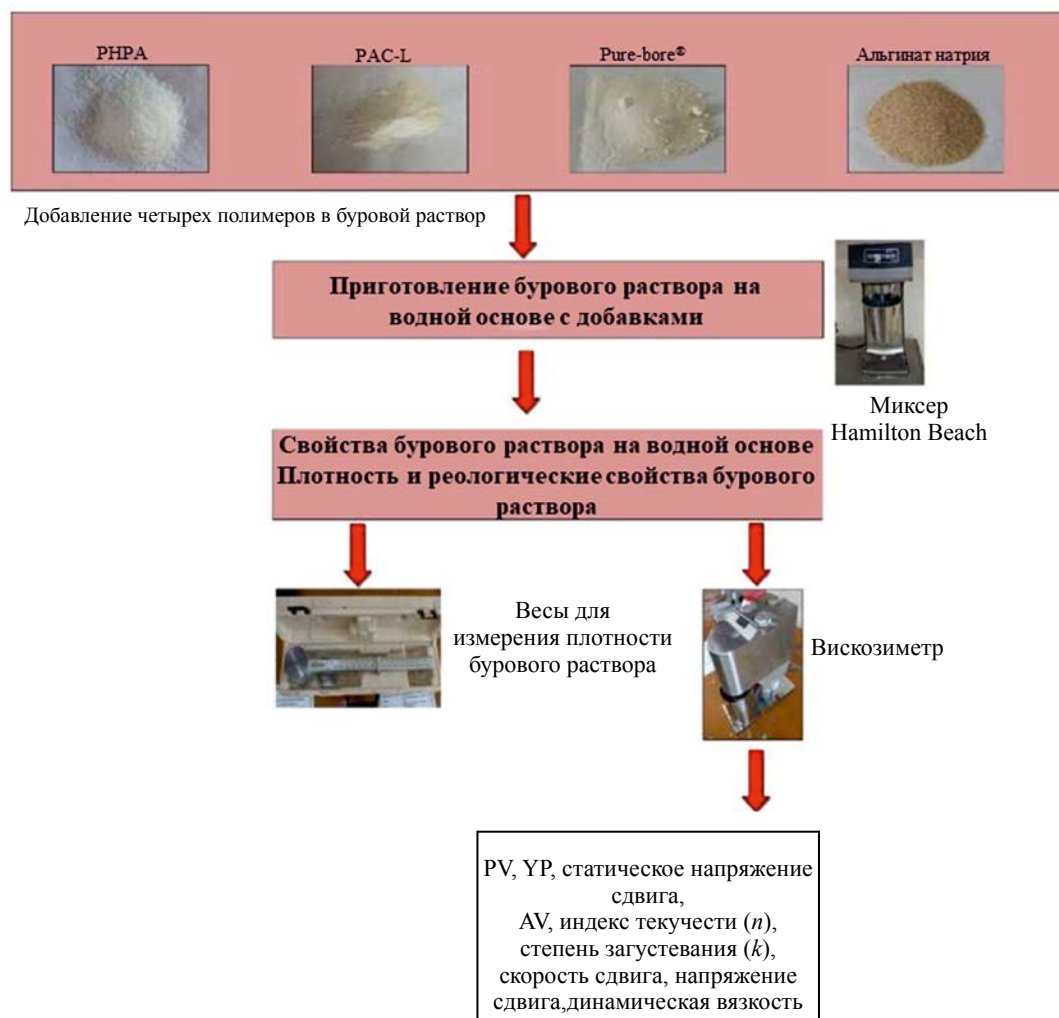


Рис. 2. Структура и рабочая блок-схема эксперимента.

метры и их математические выражения, применяемые для оценки реологических характеристик каждого образца. Числовые константы в уравнениях (5) и (6) были использованы для преобразования показаний реометра в напряжение сдвига и скорость сдвига соответственно. Напряжение сдвига и скорость сдвига представляют собой индексы для цилиндрического шпинделя В1. Этот шпиндель имеет стандартную геометрию, которая используется для расчета скорости и напряжения сдвига для всех неньютоновских жидкостей. В них изменение скорости сдвига не оказывает сильного влияния на напряжение сдвига. Таким образом, оба этих параметра не являются прямо пропорциональными друг другу. Следовательно, вращение шпинделя

будет оказывать некоторое влияние на вязкость бурового раствора. Как правило, это связано с вискозиметром BF35, который обычно используют для измерения реологических характеристик бурового раствора на полимерной основе в нефтяной промышленности.

Кроме того, реометр FANN 35 использовали для измерения прочности геля каждого образца. Во время эксперимента жидкость удерживали неподвижной в течение 10 с, а затем применяли определенную скорость сдвига, чтобы разрушить гелевую структуру, образованную системой бурового раствора. Отклонение на реометре соответствует прочности геля конкретного исследуемого образца.

Таблица 2. Реологические свойства и их математические выражения

Реологические свойства	Единицы измерения	Номер уравнения
Пластическая вязкость = $\frac{\text{Напряжение сдвига}}{\text{Скорость сдвига}_{600}} - \frac{\text{Напряжение сдвига}_{300}}{\text{Скорость сдвига}_{300}}$	Па·с	(1)
Кажущаяся вязкость = $\frac{\text{Напряжение сдвига}_{600}}{2(\text{Скорость сдвига}_{600})}$	Па·с	(2)
Предел текучести = Напряжение сдвига – PV × скорость сдвига	Па	(3)
Динамическая вязкость = $\frac{\text{Напряжение сдвига}}{\text{Скорость сдвига}}$	Па·с	(4)
Напряжение сдвига = 1.065θ	Па	(5)
Скорость сдвига = 1.7023ω	с ⁻¹	(6)

θ – значение, считываемое непосредственно со шкалы реометра, а ω – скорость вращения ротора.

Все наблюдения проводились в условиях окружающей среды. Влияние температуры и давления в этом исследовании не оценивалось.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Плотность бурового раствора полимерных систем. Плотность является важным параметром бурового раствора. Небольшие изменения этого фактора приводят к колебаниям гидростатического напора в стволе скважины [33]. Кроме того, буровой раствор может выступать в качестве основного барьера во время любой операции бурения.

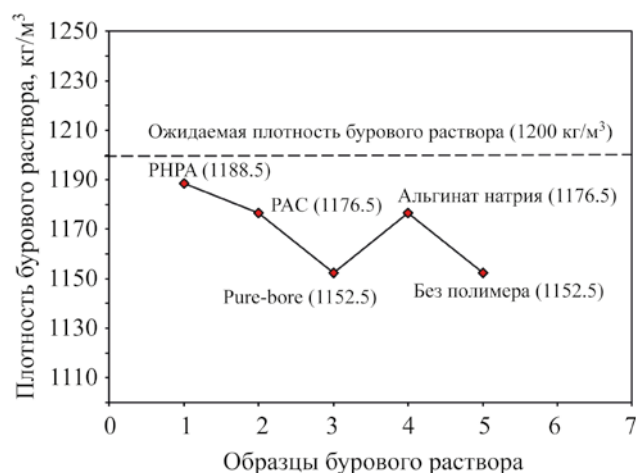


Рис. 3. Плотность бурового раствора каждого образца после добавления полимеров в систему базового бурового раствора.

Поэтому контроль изменений его характеристик имеет решающее значение при бурении. На рис. 3 показана плотность бурового раствора для всех образцов, наблюдаемая в условиях окружающей среды. Ожидаемая плотность бурового раствора была получена от оператора сервисной компании (Пакистан), которую рассчитали исходя из концентрации утяжелителя (барита) и объема воды. Она составила 1200 кг/м³. Плотность бурового раствора всех образцов варьировалась в пределах 1152.5–1188.5 кг/м³. Существенных изменений плотности ни одного из образцов не наблюдалось. Самая высокая плотность (1188.5 кг/м³) была получена для системы бурового раствора РНРА, представляющего собой высокомолекулярный полимер [23]. Самая низкая плотность бурового раствора (1152.5 кг/м³) была получена для систем с полимером Pure-bore® и без содержания полимеров. После добавления различных полимерных систем все образцы продемонстрировали более низкую плотность бурового раствора, чем ожидалось.

Реологические свойства полимерных систем.

Для любой жидкостной системы важно, чтобы ее реологические свойства находились в желаемом рабочем диапазоне. Эти свойства обеспечивают эффективный процесс бурения с точки зрения суспендирования и удаления бурового шлама, циркуляции жидкости в стволе скважины и сохранения целостности ствола скважины [33]. На рис. 4 проиллюстрировано влияние полимеров на реологи-

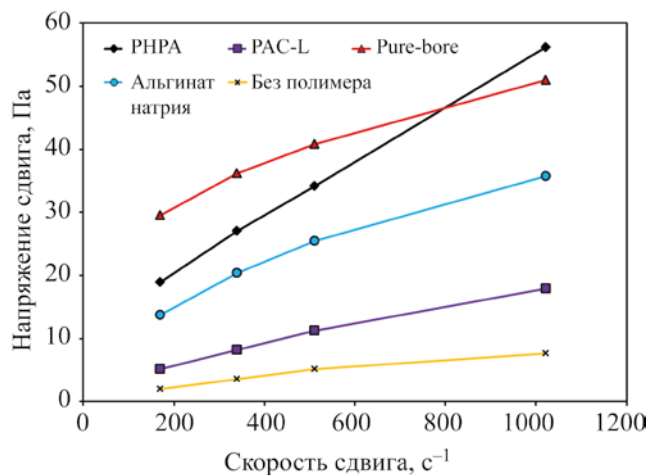


Рис. 4. Реологические свойства системы бурового раствора на водной основе в присутствии различных полимеров.

ческие свойства WBDF. Для всех систем буровых растворов наблюдался резкий рост значений напряжения сдвига по мере увеличения скорости сдвига. Кривые, приведенные на рис. 4, демонстрируют, что все исследуемые системы имеют псевдопластические характеристики, соответствующие сдвиговому истончению. Этот факт указывает на то, что увеличение скорости сдвига соответствует уменьшению вязкости жидкости. Полимеры с большим молекулярным весом, такие как PHRA, вызывают повышение вязкости бурового раствора, что в итоге увеличивает значение напряжения сдвига. Самые низкие напряжения сдвига наблюдались в системе PAC-L. Она чрезвычайно чувствительна к одновалентным катионам, таким как калий (K^+) [35]. Этот ион вызывает гидратацию полимеров, особенно PAC-L, что в конечном счете снижает вязкость системы [36]. Поскольку, базовый буровой раствор, используемый в данном исследовании, содержит соль KCl в качестве ингибитора глинистых сланцев, реологические свойства системы PAC-L изменяются. Альгинат натрия и Pure-bore[®] также продемонстрировали псевдопластические характеристики. По мере возрастания скорости сдвига полимерные цепи, присутствующие в обеих системах, начинают ориентироваться в направлении сдвига [36]. Это приводит к увеличению расстояния между частицами, за счет чего снижается вязкость полимерной системы [36].

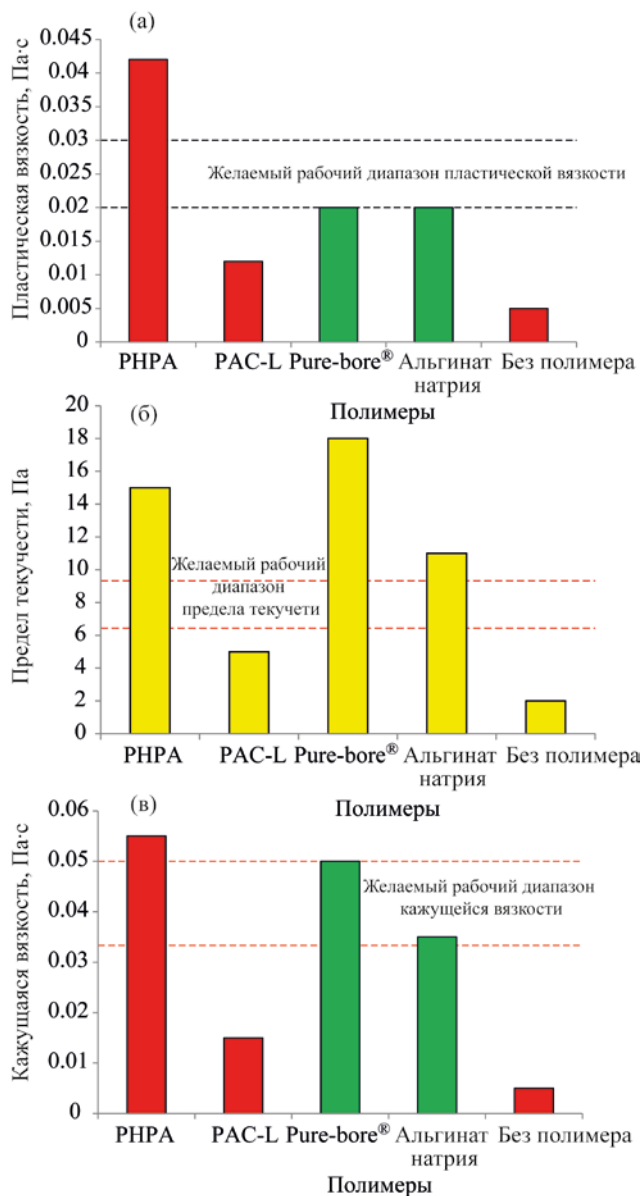


Рис. 5. Реологические свойства различных полимерных систем: а – пластическая вязкость; б – предел текучести; в – кажущаяся вязкость.

Влияние полимеров на реологические свойства WBDF. На рис. 5а–в показано влияние добавления полимера на реологические свойства WBDF. К этим свойствам относятся пластическая вязкость, предел текучести и кажущаяся вязкость. *PV* представляет силы трения, действующие в буровом растворе [4, 7]. Как правило, *PV* любого бурового раствора повышается с увеличением содержания твердых частиц [7]. Желаемый рабочий диапазон

для этого параметра составляет 0.02–0.029 Па·с [17]. В настоящем исследовании две полимерные системы Pure-bore® и альгинат натрия соответствовали желаемому рабочему диапазону (рис. 5а). Для обеих систем значение PV составляло 0.020 Па·с. Данные системы могут обеспечить эффективный механизм транспортировки шлама на поверхность и устранять проблемы, возникающие после схватывания шлама в стволе скважины [4]. При этом значение PV системы РНРА составляло 0.043 Па·с, что значительно превышало желаемый рабочий диапазон. Следовательно, система РНРА может создавать такие проблемы, как прихват труб, увеличение объема буровых работ из-за снижения скорости бурения, повышение свабирования и пульсаций давления [17, 37]. Кроме того, системы РАС-L и системы без полимеров продемонстрировали более низкие значения PV , выходящие за пределы рабочего диапазона. Ионы K^+ в системе базового бурового раствора повышают гидратацию РАС-L, что в итоге приводит к увеличению размера частиц и снижению PV [35]. Снижение этого параметра может вызвать такие проблемы, как прихват труб в скважине и уменьшение эквивалентной плотности циркуляции.

На рис. 5б показаны значения предела текучести (YP) для каждой полимерной системы. Этот параметр рассчитывается с использованием уравнения (3), представленного в табл. 2. Значения напряжения и скорости сдвига при скорости вращения 300 об/мин получали с помощью реометра, а PV , определяющий минимальное сопротивление, необходимое для инициирования потока жидкости [3], рассчитывали в соответствии с уравнением (1), приведенным в табл. 2. Электрические заряды на поверхности реактивной составляющей вызывают некоторые электрохимические силы, обуславливающие это сопротивление [3]. Более того, для любой жидкостной системы YP характеризует ее способность выносить шлам из ствола скважины на поверхность [17, 37]. Желаемый рабочий диапазон для этого показателя составляет 6.23–9.58 Па [17]. Системы, в состав которых входят РНРА, Pure-bore® и альгинат натрия, продемонстрировали более высокие значения YP , которые указывают на повышение способности системы бурового раствора эффективно очищать ствол скважины. Причиной такого повышения является улуч-

шение гелеобразующих свойств бурового раствора после добавления этих полимеров. Система РАС-L и система без полимеров показали крайне малые значения YP . Эти системы продемонстрировали низкие гелеобразующие свойства и оказались неспособными поддерживать буровой шлам во взвешенном состоянии во время простоев. Для таких систем характерна тенденция к оседанию бурового шлама и увеличению его концентрации внутри кольцевого пространства [4]. Эта проблема в итоге приводит к прихвату труб и увеличению общих затрат на бурение [4].

Кажущаяся вязкость, рассчитанная для всех образцов по уравнению (2), представленному в табл. 2, показана на рис. 5в. Повышение кажущейся вязкости наблюдалось в системах с добавками РНРА, Pure-bore® и альгината натрия. Желаемый рабочий диапазон для этого показателя составляет 0.0335–0.05 Па·с [17]. У систем с Pure-bore® и альгинатом натрия значения AV находились в пределах рабочего диапазона. Эти полимерные системы более эффективны и требуют меньшего давления, создаваемого насосом на поверхности [13]. Система бурового раствора с добавкой РНРА имела значение AV , выходящее за пределы желаемого диапазона. Увеличение этого параметра может иметь некоторые неблагоприятные последствия во время бурения, такие как потеря циркуляции бурового раствора в стволе скважины, потребность в избыточном давлении насоса на поверхности и более высокая плотность циркуляции [13]. Кроме того, гидратация полимера РАС-L делает эту систему наименее эффективной при проведении буровых работ.

Статическое напряжение сдвига образцов. Статическое напряжение сдвига (GS) определяет способность системы бурового раствора удерживать шлам во взвешенном состоянии в статических условиях [37]. На рис. 6 приведены результаты для всех исследованных образцов. Желаемый рабочий диапазон для этого специфического параметра составляет 1.43–2.39 Па [17]. У систем с Pure-bore® и альгинатом натрия значения GS находились в пределах рабочего диапазона. Система РНРА показала более высокое статическое напряжение сдвига, что является нежелательным. Чем больше значение GS , тем выше давление насоса на поверхности, необходимое для разрушения структуры геля и инициирования потока [4, 17]. Значения GS ниже желаемого

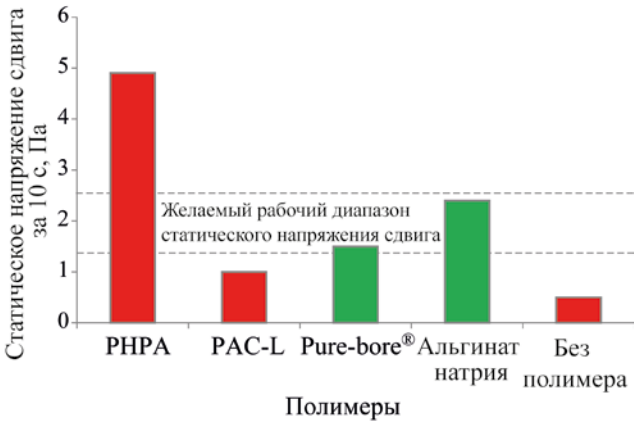


Рис. 6. Статическое напряжение сдвига всех исследованных полимерных систем.

диапазона, полученные для РАС-L и безполимерных систем, также являются неблагоприятными. Эти системы оказались неспособными удерживать буровой шлам во взвешенном состоянии в стволе скважины, что в итоге приводило к проблемам, связанным с транспортировкой шлама и очисткой ствола скважины.

В табл. 3 представлены результаты предыдущих исследований полимерных материалов, использованных в настоящей работе. Согласно этим данным, все полимерные материалы, модифицированные или синтетические, не работали в нужном диапазоне. Такое же наблюдение было сделано в ходе текущего исследования. Кроме того, биополимеры альгинат натрия и Pure-bore® хорошо показали себя в обеспечении реологических свойств в желаемом рабочем диапазоне при использовании

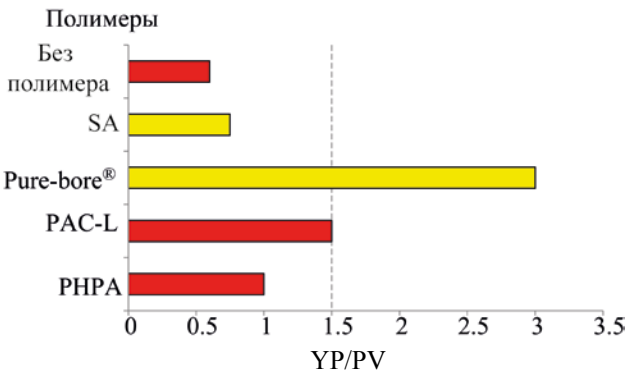


Рис. 7. Отношение YP/PV для всех исследованных образцов бурового раствора.

в качестве модификаторов реологических свойств. Эти полимеры способствуют легкому подъему бурового шлама из ствола скважины и могут помочь в поддержании целостности скважины.

Соотношение между пределом текучести и пластической вязкостью является важным параметром для любого бурового раствора. Этот фактор указывает на способность системы бурового раствора эффективно очищать ствол скважины и выносить буровой шлам на поверхность. Согласно регламенту API, рекомендуемое соотношение для любой жидкостной системы должно быть равно или превышать 1.5 [4, 37]. Системы с добавлением Pure-bore® и альгината натрия соответствуют этим требованиям (рис. 7). Данные системы способны эффективно очищать ствол скважины и поднимать буровой шлам на поверхность. Другие исследован-

Таблица 3. Реологические свойства полимерных систем, исследованных в настоящей и предыдущих работах

Свойства	Результаты исследования			
	Safi с сотр. [20]		Liю с сотр. [38]	Ahmed с сотр. [21]
Тип бурового раствора	WBDF		WBDF	WBDF
Тип полимера	PAC	CMC	PAC-UL	PAC-L РНРА
Концентрация	4 г/л	4 г/л	4 г/л	4 г/л 2 г/л
Пластическая вязкость, Па·с	0.005	0.004	0.038	0.020
Рабочий диапазон [0.020–0.029 Па·с]				
Предел текучести, Па	0.96	0.96	11.01	15.32
Рабочий диапазон [6.23–9.58 Па]				
AV, Па·с	–	–	0.062	–
Рабочий диапазон [0.0335–0.049 Па·с]				
Статическое напряжение сдвига за 10 с, Па	2.39	0.48	–	–
Рабочий диапазон [1.43–2.39 Па]				

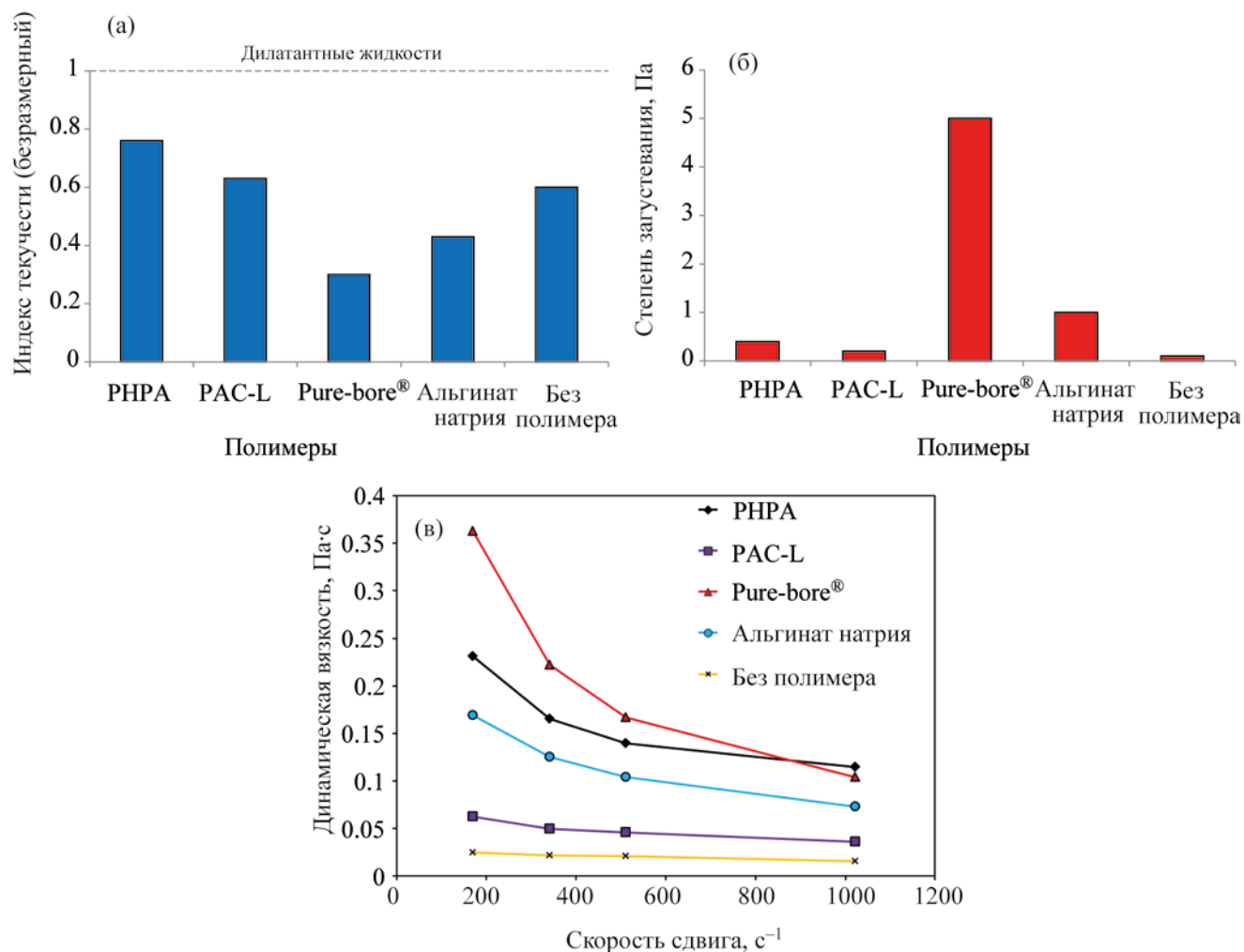


Рис. 8. Реологические параметры исследуемых систем (модель степенного закона): а – индекс текучести; б – степень загустевания; в – динамическая вязкость.

ные системы характеризовались более высокими значениями PV , поэтому значение соотношения находилось ниже требуемого API. Поэтому при использовании систем с добавлением Pure-bore® и альгината натрия в реальных условиях могут возникнуть проблемы, связанные с перекачкой, прихватом труб и осаждением бурового шлама.

Индекс текучести, степень загустевания и динамическая вязкость образцов. На рис. 8а, б приведены степенные реологические параметры для всех полимерных систем. Степенная модель является наиболее широко используемой для описания реологических свойств любой системы бурового раствора [39]. Эта модель в основном определяется двумя параметрами, а именно индексом текучести (n) и степенью загустевания (k) [39].

На рис. 8а показаны значения индекса текучести, определенные для всех полимерных систем. На основании этого параметра систему бурового раствора можно классифицировать как ньютоновскую ($n = 1$) или неньютоновскую ($n < 1$ или $n > 1$). Если $n < 1$, то жидкостная система рассматривается как жидкость, разжижающаяся при сдвиге, что соответствует пониженной вязкости [39]. Если $n > 1$, система рассматривается как жидкость, загущающаяся при сдвиге, обычно называемая дилатантной жидкостью, которая имеет тенденцию к повышению вязкости по мере увеличения скорости сдвига [39]. Все исследуемые в работе жидкости проявляли неньютоновские свойства (истончение при сдвиге) с индексом текучести менее 1. Это означает, что увеличение скорости сдвига будет соответство-

вать снижению вязкости системы. Такое поведение было подтверждено определением динамической вязкости всех образцов с использованием уравнения (4), табл. 2. Утверждение о снижении вязкости, связанном с увеличением скорости сдвига, иллюстрируется на рис. 8в. Такое снижение происходит из-за разматывания полимерных цепей при повышении скорости сдвига [39]. В результате увеличивается свободное пространство, способствующее уменьшению количества контактов между частицами, что в конечном счете снижает вязкость [39]. Системы с Pure-bore® и альгинатом натрия продемонстрировали более выраженное истончение при сдвиге по сравнению с другими системами.

Значения степени загустевания (k) для всех исследованных полимерных систем показаны на рис. 8б. Более высокие значения k свойственны жидкостным системам с эффективными операциями по очистке ствола скважины [12]. Так, для системы с Pure-bore® и альгинатом натрия значения k были выше по сравнению с другими типами буровых растворов. Это ясно показывает, что данные системы весьма продуктивны и имеют меньше проблем, связанных с седиментацией. У системы без полимеров значение k значительно ниже, чем у любой другой системы, т. е. при использовании такой системы могут возникнуть проблемы, связанные с прихватом труб в стволе скважины.

ВЫВОДЫ

В настоящем исследовании было экспериментально изучено влияние различных полимерных добавок на реологические свойства системы бурового раствора на водной основе. В соответствии с полученными результатами, все полимеры, в том числе биополимеры (альгинат натрия и Pure-bore®), синтетический полимер РНРА и модифицированный природный РАС-L, демонстрируют псевдопластические характеристики (истончение при сдвиге). Оказалось, что эффективность систем РНРА и РАС-L довольно низкая из-за высокой молекулярной массы и гидратации полимерной цепи соответственно. Напротив, анионная природа полимера Pure-bore® помогает поддерживать его реологические свойства в пределах желаемого рабочего диапазона. В случае альгината натрия баланс между внутримолекулярными и межмолекулярными взаимодействиями в карбоксильных и гидроксильных группах поддерживает реологические свойства данного полимера в пределах рабочего диапазона. Этот факт ясно указывает на то, что биополимеры являются предпочтительным средством для сохранения целостности ствола скважины. Буровые растворы, приготовленные с использованием биополимеров, более эффективны в поддержании реологических свойств в соответствии с рекомендованными API протоколами.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Shaine Mohammadali Lalji, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0253-8248>

Syed Imran Ali, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0133-9455>

Muhammad Arqam Khan, ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-8665-7705>

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Lalji S.M., Ali S.I., Ahmed R., Hashmi S., Awan Z.U.H., Qazi S.W.A. Influence of graphene oxide on salt-polymer mud rheology and Pakistan shale swelling inhibition behavior // Arab. J. Geosci. 2022. V. 15. art. no. 612. <https://doi.org/10.1007/s12517-022-09800-1>
2. Parizad A., Shanbazi K., Tanha A.A., Enhancement of polymeric water-based drilling fluid properties using nanoparticles // J. Petrol. Sci. Eng. 2018. V. 170. P. 813–828. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.081>
3. Bayat A.E., Harati S., Kolivandi H., Evaluation of rheological and filtration properties of a polymeric water-based drilling mud in presence of nano additives at various temperatures // Colloids Surf. A, Physicochem. Eng. Asp. 2021. V. 627. P. 127128. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2021.127128>
4. Elkatatny S. Enhancing the rheological properties of water-based drilling fluid using micronized starch // Arab J. Sci. Eng. 2019. V. 44. P. 5433–5442. <https://doi.org/10.1007/s13369-019-03720-1>
5. Lalji S.M., Khan M.A., Haneef J., Ali S.I., Arain A.H., Shah S.S. Nanoparticles adapted drilling fluids for the swelling inhibition for the Northern region clay formation of Pakistan // Appl. Nanosci. 2021. <https://doi.org/10.1007/s13204-021-01825-4>

6. *Lalji S.M., Ali S.I., Haneef J., Quraishi R., Kapadia A., Jawaid H.* Changes in Pakistan crude oil properties contaminated by water-based drilling fluids with varying KCL concentrations // *Chem. Pap.* 2022. V. 76. P. 4189–4201. <https://doi.org/10.1007/s11696-022-02154-8>
7. *Prakash V., Sharma N., Bhattacharya M.* Effect of silica nano particles on the rheological and HTHP filtration properties of environment friendly additive in water-based drilling fluid // *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.* 2021. V. 11. P. 4253–4267. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01305-z>
8. *Aftab A., Ismail A.R., Ibupoto Z.H., Akeiber H., Malghani M.G.K.* Nanoparticles based drilling muds a solution to drill elevated temperature wells: A review // *Renew. Sust. Energ. Rev.* 2017. V. 76. P. 1301–1313. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.050>
9. *Aftab A., Ali M., Sahito M.F., Mohanty U.S., Jha N.K., Akhondzadeh H., Azhar M.R., Ismail A.R., Kesha-varz A., Iglauer S.* Environmental friendliness and high performance of multifunctional Tween 80/ZnO-nanoparticles-added water-based drilling fluid: An experimental approach // *ACS Sustainable Chem. Eng.* 2020. V. 8. № 30. P. 11224–11243. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.0c02661>
10. *Caenn R., Chillingar G.V.* Drilling fluids: State of the art // *J. Petrol. Sci. Eng.* 1996. V. 14. P. 221–230. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00051-8](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00051-8)
11. *Li M.-C., Wu Q., Song K., Qing Y., Wu Y.* Cellulose nanoparticles as modifiers for rheology and fluid loss in bentonite water-based fluids // *ACS Appl. Mater. Interfaces.* 2015. V. 7. № 8. P. 5006–5016. <https://doi.org/10.1021/acsami.5b00498>
12. *Jain R., Mahto T.K., Mahto V.* Rheological investigations of water-based drilling fluid system developed using synthesized nanocomposite // *Korea-Aust. Rheol. J.* 2016. V. 28. P. 55–65. <https://doi.org/10.1007/s13367-016-0006-7>
13. *Ismail A.R., Mohd N.M.N.A., Basir N.F., Oseh J.O., Ismail I., Blkoor S.O.* Improvement of rheological and filtration characteristics of water-based drilling fluids using naturally derived henna leaf and hibiscus leaf extracts // *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.* 2020. V. 10. P. 3541–3556. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01007-y>
14. *Aftab A., Ismail A.R., Ibupoto Z.H.* Enhancing the rheological properties and shale inhibition behavior of water-based mud using nanosilica, multi-walled carbon nanotube, and graphene nanoplatelet // *Egypt J. Pet.* 2017. V. 26. № 2. P. 291–299. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.05.004>
15. *Elkatatny S., Kamal M.S., Alakbari F., Mahmoud M.* Optimizing the rheological properties of water-based drilling fluid using clays and nanoparticles for drilling horizontal and multi-lateral wells // *Appl. Rheol.* 2018. V. 28. № 4. P. 201843606. <https://doi.org/10.3933/ApplRheol-28-43606>
16. *Bayat A.E., Moghanloo P.J., Piroozian A., Rafati R.* Experimental investigation of rheological and filtration properties of water-based drilling fluids in presence of various nanoparticles // *Colloids Surf. A, Physico-chem. Eng. Asp.* 2018. V. 555. P. 256–263. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.07.001>
17. *Aftab A., Ismail A.R., Khokhar S., Ibupoto Z.H.* Novel zinc oxide nanoparticles deposited acrylamide composite used for enhancing the performance of water-based drilling fluids at elevated temperature conditions // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2016. V. 146. P. 1142–1157. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.014>
18. *Sulaimon A.A., Akintola S.A., Mohd Johari M.A.B., Isehunwa S.O.* Evaluation of drilling muds enhanced with modified starch for HPHT well applications // *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.* 2021. V. 11. P. 203–218. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01026-9>
19. *Elkatatny S.M., Nasr-El-Din H.A., Al-Bagoury M.* Properties of ilmenite water-based drilling fluids for HPHT applications // 6th Int. Petroleum Technology Conf., March 2013, Beijing, China, Paper SPE 16983. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16983-MS>
20. *Safi B., Zarouri S., Chabane-Chaouache R., Saidi V., Benmounah A.* Physico-chemical and rheological characterization of water-based mud in the presence of polymers // *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.* 2016. V. 6. P. 185–190. <https://doi.org/10.1007/s13202-015-0182-x>
21. *Ahmed N., Alam M.S., Salam M.A.* Experimental analysis of drilling fluid prepared by mixing iron (III) oxide nanoparticles with a KCl–Glycol–PHPA polymer-based mud used in drilling operation // *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.* 2020. V. 10. P. 3389–3397. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00933-1>
22. *Zheng W., Wu X., Huang Y.* Impact of polymer addition, electrolyte, clay and antioxidant on rheological properties of polymer fluid at high temperature and high pressure // *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.* 2020. V. 10. P. 663–671. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0732-8>
23. *Lam C., Martin P.J., Jefferis S.A.* Rheological Properties of PHPA Polymer Support Fluids // *J. Mater. Civ. Eng.* 2015. V. 27. № 11. P. 04015021-1–04015021-9. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)MT.1943-5533.0001252](https://doi.org/10.1061/(ASCE)MT.1943-5533.0001252)
24. *Khan M.A., Haneef J., Lalji S.M., Ali S.I.* Experimental study and modeling of water-based fluid imbibition process in Middle and Lower Indus Basin Formations of Pakistan // *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.* 2021. V. 11. P. 425–438. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01022-z>
25. *Siqueira G., Bras J., Dufresne A.* Cellulosic bionanocomposites: A review of preparation, properties, and

- applications. // *Polymers*. 2010. V. 2. № 4. P. 728–765. <https://doi.org/10.3390/polym2040728>
26. John M.J. and Thomas S. Biofibres and biocomposites // *Carbohydr. Polym.* 2008. V. 71. P. 343–364. <https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2007.05.040>
 27. Yang X., Shang Z., Liu H., Cai J., Jiang G. Environmental-friendly salt-water mud with nano-SiO₂ in horizontal drilling for shale gas // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2017. V. 156. P. 408–418. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.022>
 28. Tamilsai R., Palanisami P.N., Selvasekarapandian S., Maheshwari T. Sodium alginate incorporated with magnesium nitrate as a novel solid biopolymer electrolyte for magnesium ion batteries // *J. Mater. Sci.: Mater. Electron.* 2021. V. 32. P. 22270–22285. <https://doi.org/10.1007/s10854-021-06713-9>
 29. Kosik A., Luchowska U., Swieszkowski W. Electrolyte alginate/poly-L-lysine membranes for connective tissue development // *Mater. Lett.* 2016. V. 184. P. 104–107. <https://doi.org/10.1016/j.matlet.2016.08.032>
 30. Kanasan N., Adzila S., Azimahmustaffa N., Gurubaran P. The effect of sodium alginate on the properties of hydroxyapatite // *Procedia Engineering*. 2017. V. 184. P. 442–448. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2017.04.115>
 31. Obot I.B., Onyeachu I.B., Kumar A.M. Sodium alginate: A promising biopolymer for corrosion protection of API X60 high strength carbon steel in saline medium // *Carbohydr. Polymers*. 2017. V. 178. P. 200–208. <https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2017.09.049>
 32. Fattahab K.A., Lashin A. Investigation of mud density and weighting materials effect on drilling fluid filter cake properties and formation damage // *J. Afr. Earth Sci.* 2017. V. 184. P. 442–448. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2016.02.003>
 33. Ali I., Ahmad M., Ganat T.A.A. Experimental study on water-based mud: investigate rheological and filtration properties using cupressus cones powder // *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.* 2022. <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01471-8>
 34. Ahmad H.M., Iqbal T., Kamal M.S., Al-Harthi M.A. Influence of hydrophobically modified polymer and titania nanoparticles on shale hydration and swelling properties // *Energy Fuels*. 2020. V. 34. № 12. P. 16456–16468. <http://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02445>
 35. Khodja M., Canselier J.P., Bergaya F., Fourar K., Khodja M., Cohaut N., Benmounah A. Shale problems and water-based drilling fluid optimization in the Hassi Messaoud Algerian oil field // *Appl. Clay Sci.* 2010. V. 49. № 4. P. 383–393. <https://doi.org/10.1016/J.CLAY.2010.06.008>
 36. Mohanty U.S., Awan F.U.R., Ali M., Aftab A., Keshavarz A., Iglaier S. Physicochemical characterization of zirconia nanoparticle-based sodium alginate polymer suspension for enhanced oil recovery // *Energy Fuels*. 2021. V. 35. № 23. P. 19389–19398. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02724>
 37. Okrajni S.S., Azar J.J. The effects of mud rheology on annular hole cleaning in directional wells // *SPE Drill. Eng.* 1986. V. 1. P. 297–308. <https://doi.org/10.2118/14178-PA>
 38. Khodja M., Canselier J.P., Bergaya F., Fourar K., Khodja M., Cohaut N., Benmounah A. Effectiveness of cellulose polyanionic-based polymers on the measurement of rheological properties of water-based drilling fluids in high-pressure high-temperature fractured shale reservoirs // *Appl. Water. Sci.* 2022. V. 12. art. no. 85. <https://doi.org/10.1007/s13201-022-01595-6>
 39. Ansari S., Rashid M.I., Waghmare P.R., Nobes D.S. Measurement of the flow behavior index of Newtonian and shear-thinning fluids via analysis of the flow velocity characteristics in a mini-channel // *SN Appl. Sci.* 2020. V. 2. art. no. 1787. <https://doi.org/10.1007/s42452-020-03561-w>