

МИНОБРАЗОВАНИЯ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра нефтехимии и техногенной безопасности

Пальмовое масло как присадка для буровых растворов

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы

направления 18.03.01 «Химическая технология»

Института Химии

Прошина Алексея Олеговича

Научный руководитель

профессор, д.х.н.

О.В. Бурухина

Заведующий кафедрой

д.х.н., профессор

Р.И. Кузьмина

Введение Необходимость в продуктах нефтепереработки увеличивается с каждым годом, в настоящее время требуется около 13 тонн условного топлива в год. Для обеспечения нефтепродуктами всех потребностей человечества, необходимо правильно создать условия для бурения нефтяной скважины.

При строительстве скважины важно так подобрать состав бурового раствора, чтобы обеспечить надежность работы оборудования как при бурении скважины, так и при последующей её эксплуатации. Основное влияние на свойства промывочной жидкости оказывают температура, давление, а также пробуриваемые пласты, взаимодействующие с буровым раствором.

Целью выпускной работы является изучение влияния пальмового масла на характеристики бурового раствора.

Основное содержание работы.

Состав буровых растворов

В настоящее время используется химическая обработка специальными реагентами бурового раствора для получения нужного по характеристикам и составу. Состав позволяет регулировать свойства бурового раствора.

Составные части бурового раствора:

- основа;
- структурообразователь;
- понизители фильтрации;
- разжижители (диспергаторы);
- регуляторы pH;
- смазочные компоненты;
- эмульгаторы;
- флокулянты;
- утяжелители;
- наполнители(кольматанты).

Основа

В зависимости от сложности бурения скважины, глубины залегания нефти выбирается основа бурового раствора (водная, углеводородная, на

основе сжатого воздуха). В основном, используются буровые растворы на водной основе из-за её низкой стоимости и простоты приготовления.

При контакте буровых растворов на углеводородной основе с углеводородными пластовыми флюидами и содержащей их пористой средой, происходит необратимое снижение естественной проницаемости призабойной зоны скважины. Снижение естественной проницаемости влечет за собой увеличение сроков освоения скважин. Высокое качество вскрытия продуктивных пластов могут обеспечить буровые растворы на углеводородной основе (РУО).

К аэрированным буровым растворам могут быть отнесены все типы глинистых, безглинистых буровых растворов, а также растворы на углеводородной основе, аэрированные воздухом или любым другим газообразным агентом. Такие растворы используют для повышения буримости горных пород и в скважинах, где могут быть зоны катастрофического поглощения бурового раствора.

Структурообразователь

В качестве структурообразователя чаще всего используется глина. Глинистые растворы – это полидисперсные системы, которые состоят из сильно мелкораздробленных частиц глины, химических реагентов, частиц самонаработанных глинистых пород, технической воды. Глины обладают специфичностью в плане своих свойств, среди которых можно выделить:

- набухание;
- гидрофильность;
- пластичность;
- способность диспергироваться в воде на мельчайшие частицы.

Глины это – водные алюмосиликаты(соединения окислов алюминия и воды). Они подразделяются на несколько групп, различных друг от друга химическим составом и структурой кристаллической решетки. Самые распространенные группы – монтмориллонит, каолинит, гидрослюды, палыгорскит. Например, для разбуривания пластов, где большое содержание

солевых отложений, используется глина палыгорскит, так как она солестойкая. Основная часть глинистых буровых растворов состоит из монтмориллонитовой группы, на ее основе получают лучшие буровые растворы. Оставшиеся две группы не используют для приготовления буровых растворов, но они всё равно присутствуют в составе других полиминеральных глин и в качестве компонентов твердой фазы буровых растворов при производстве их из местных глин.

Понизители фильтрации

Фильтрация – гидродинамический процесс движения дисперсной системы через пористую перегородку из-за перепада давления. В процессе фильтрации получают фильтрат и осадок, который называют фильтрационной коркой. Для того чтобы предотвратить приток пластовых флюидов в ствол скважины, необходимо, чтобы гидростатическое давление столба бурового раствора было выше гидростатического давления флюидов в горных породах, которые так же имеют пористую структуру. При этих условиях буровой раствор будет проникать в пробуриваемые пласты. Но благодаря тому, что в нем есть твердая фаза, которая проникает в микротрещины и маленькие поры в стволе скважины и закупоривает их, образуя глинистую корку незначительной проницаемости, через которую пройти сможет только фильтрат. Для этого раствор необходимо обрабатывать для достижения наименьшей фильтрационной способности, чтобы снизить шанс проникновения бурового раствора в продуктивный пласт. Если проницаемость глинистой корки будет высокая, то она будет становиться толще. В этом случае происходит уменьшение эффективного диаметра ствола, из-за этого могут пойти осложнения, такие как: чрезмерный момент при вращении бурильной колонны, появление затяжек при ее подъеме, может произойти прихват бурильной колонны из-за перепада давления, что приведет к поломке бурильного оборудования.

Разжижители

В процессе бурения буровой раствор проходит циркуляцию от забоя скважины до системы очистки, там он освобождается от шлама, в результате чего понижается плотность и вязкость. Если система очистки не помогает в нужной степени, тогда добавляют разжижители. В настоящее время из отечественных разжижителей используются нитролигнин, игетан (нитролигнин, который растворяется в воде), полифенольный лесохимический реагент, сульфит-спиртовая барда, окисленный и хромзамещенный лингосульфوناتокзил, феррохромлингосульфонат, фосфаты и полифосфаты натрия, нитротриметилфосфоновая кислота. Данные реагенты в основном служат для разжижения буровых растворов, загустевших из-за попадания в них пород, нарабатываемых в процессе бурения. Все они обладают оптимальным действием только при повышенном уровне рН, поэтому такие реагенты добавляют в виде водно-щелочных растворов.

Регуляторы рН

Считается, что при постоянной температуре концентрацию распавшихся молекул воды можно считать постоянным. Но содержание ионов водорода в глинистом буровом растворе в процессе бурения не является постоянной величиной. Это обуславливается несколькими факторами:

- поступлением в буровой раствор пластовой воды;
- бурением пород, различных по химическому составу;
- количеством добавляемых химических реагентов.

Также есть связь между свойствами бурового раствора, добавленных реагентов и рН:

- рН увеличивается при увеличении вязкости;
- фильтрация раствора становится меньше при увеличении рН;
- буровые растворы, которые обработаны некоторыми химическими реагентами, имеют стабильное состояние только в очень узком диапазоне

pH, за пределом этого диапазона расход этих реагентов может значительно увеличиться;

- при поддержании необходимого pH среды для высокомолекулярных химических реагентов, повышается их термическая стабильность;
- если величина pH известна, то имеется возможность определить в каждом случае необходимость и условиях обработки бурового раствора химическими реагентами.

Смазочные компоненты

Коэффициент трения является определяющим параметром для смазывающей способности бурового раствора. Растворы на основе нефти и синтетические промывочные жидкости обладают высокой смазывающей активностью (смазывают долото и остальную конструкцию бурильной колонны по сравнению с другими системами). Для того чтобы придать подобную способность буровым растворам на водной основе, необходимо добавлять специальные добавки. Разные системы могут обеспечить разную степень смазки, которая варьируется в зависимости от наличия и количества твёрдой фазы в растворе, содержания химических реагентов (в частности - контроль величины pH), жесткости и степени минерализации бурового раствора. Причем порой нельзя достичь нужной смазывающей способности даже при помощи добавления лубриканта. Содержание смазки в буровом растворе не должно превышать 10%. Недостаток смазки можно наблюдать при износе оборудования, высоком крутящем моменте бурильного инструмента, его термическом растрескивании.

Эмульгаторы

Буровые растворы, в основе которых лежит нефть или нефтепродукты, содержат в дисперсной фазе битумы, твердые дисперсные наполнители, эмульгированную воду, причем её содержание может достигать до 95%. Буровые растворы классифицируют: на углеводородной основе, инвертные эмульсионные буровые растворы (низкотоксичная сырая нефть или дизельная фракция нефти). Такие растворы применяют при бурении трудных условиях,

для вскрытия продуктивных пластов, при бурении участков сланцев или солей, также в скважинах, где большой угол отклонения.

В настоящее время известно большое количество методов создания эмульсионного бурового раствора с улучшенными структурно-реологическими, фильтрационными, смазывающими характеристиками. Эмульгаторами служат крахмал, натриевая карбоксиметилцеллюлоза, бентонит, лигниты, натриевые (а так же калиевые и алюминиевые) соли высших жирных кислот. У большого количества буровых растворов на глинистой основе эмульгатор – само глинистое вещество, поэтому специальные компоненты нужно добавлять только для того, чтобы получить более устойчивую эмульсию.

Утяжелители

Для предотвращения ГНВП в зонах с аномально высокими пластовыми давлениями, которые превышают гидростатическое давление бурового раствора, необходимо утяжелять раствор. При этом, превышение гидростатического давления над пластовым должно быть не менее 10%. Более серьёзное утяжеление используют при пробуривании соляных толщ для подавления пластического течения соли. При бурении скважины происходит естественное утяжеление раствора за счет самонаработки, его удельный вес обычно составляет 1,2-1,3 гс/см³. Для достижения удельного веса больше 1,35 гс/см³, добавляют такие утяжелители, как барит, железные руды и их концентраты.

Наполнители

Стенки скважины в процессе бурения проницаемых горных пород необходимо закольматировать для предупреждения осложнений, загрязнения окружающей среды и обеспечения высокого качества вскрытия продуктивных пластов. Кольматация – процесс либо естественного проникновения, либо искусственного внесения извне очень маленьких частиц в поры и трещины горных пород. В качестве носителя кольматанта могут использоваться как жидкости, так и газы. Кольматация достигается созданием тонкого низкопроницаемого экранана поверхности и в стенке скважины в процессе

бурения. Простейшая пассивная кольматация происходит за счет применения глинистых растворов с низкой фильтрацией из-за образования на стенке и пристенном слое скважины плотной глинистой корки. Этот процесс позволяет намного снизить физико-химическое взаимодействие горных пород стенки скважин и флюидов с буровым раствором и почти полностью исключить зону перехода изменения давления за кольматационным слоем.

В качестве кольматанта чаще всего используют фракционный карбонат кальция (молотый мрамор) из-за того, что он легко растворяется в кислотах.

Экспериментальная часть

Приготовленный буровой раствор (БР) имел в своем составе следующие компоненты: вода, структурообразователь, NaOH, NaCl, регуляторы вязкости и фильтрации. Второй буровой раствор аналогичен по составу, но с добавлением пальмового масла.

Буровой раствор готовится на водной основе (для приготовления 1 л БР).

Для достижения $pH = 10$ в воду был добавлен NaOH.

В качестве структурообразователя используется бентонит. Добавление его в буровой раствор необходимо для набухания промывочной жидкости. При приготовлении данных буровых растворов было добавлено 60 г бентонита в каждый.

Также используется полианионная целлюлоза POLYPAC ELV и POLYPAC R. Добавление этих компонентов необходимо для предотвращения нежелательного при бурении неконтролируемого увеличения вязкости и фильтрации промывочной жидкости. В оба раствора было добавлено 0,5 г POLYPAC ELV и 0,5 г POLYPAC R.

Добавление NaCl необходимо для набухания бурового раствора. При приготовлении данных буровых растворов было добавлено по 1г хлорида натрия. Полученные результаты исследований представлены в таблице 1.

В качестве загустителя используется пальмовое масло. Для данного состава бурового раствора был добавлен 1 г пальмового масла.

Таблица 1. Результаты лабораторных исследований.

Название	Параметры бурового раствора без пальмового масла	Параметры бурового раствора с пальмовым маслом
рН	10	10
Плотность	1,04 г/см ³	1,03 г/см ³
Реология 600 об. мин.	52	54
Реология 300 об. мин.	39	42
Пластическая вязкость	12 фунт/100футов ²	12 фунт/100футов ²
Динамическое напряжение сдвига	26 фунт/100футов ²	30 фунт/100футов ²
Статическое напряжение сдвига за 10 секунд/10 минут	17/21 фунт/100футов ²	22/26 фунт/100футов ²
Pm	0,6 мл серной кислоты	0,7 мл серной кислоты
Pf	0,1 мл серной кислоты	0,1 мл серной кислоты
Mf	0,22 мл серной кислоты	0,25 мл серной кислоты
Содержание хлоридов	1100 мг/л	1100 мг/л
Жесткость	240 мг/л	200 мг/л
Содержание жидкой фазы и смазки в растворе	48 мл и 0 мл	48 мл и 0,1 мл

Выводы

По результатам экспериментального исследования можно сделать следующие выводы:

1. Показана возможность введения пальмового масла в качестве добавки в буровой раствор. Установлено, что оптимальная концентрация пальмового масла в буровом растворе – 1 г/л.

2. Добавление пальмового масла оказывает максимальное влияние на растворы, содержащие 60 г/л бентонита (уменьшение реологии 600 об/мин на 14, 300 об/мин на 9; ПВ на 5 сП; ДНС на 4 фунта/100фут²; тиксотропии на 0,08) и 45 г/л бентонита (уменьшение реологии 600 об/мин на 22, 300 об/мин на 15; ПВ на 7 сП; ДНС на 8 фунтов/100фут², тиксотропии на 0,07).

3. По данным ВКР опубликована статья в сборнике «Проблемы теоретической и экспериментальной химии».