

в эксплуатационной колонне, конструкция якоря позволяет, при необходимости, извлекать клин-отклонитель из скважины); клин-отклонитель КОС (для обеспечения необходимого отклонения вырезающих устройств от оси основного ствола скважины при прорезании «окна» в эксплуатационной колонне); комплект фрезеров, включающий в себя: стартовый фрезер КФС (для установки клина-отклонителя в стволе скважины и первоначальной резки «окна» в обсадной колонне), оконный фрезер (для окончательного вырезания «окна» в обсадной колонне и забуривания бокового ствола); фрезер-райбер КФР (для калибрования стенок в вырезанном «окне»); крюк извлечения КИ, предназначенный для извлечения клина-отклонителя и якоря из скважины.

Комплект технических средств ФКО позволяет установить клин-отклонитель, вырезать «окно» полного размера в обсадной колонне и забурить боковой ствол за один рейс. В его состав входит: якорь механический; клин-отклонитель КО; комплект фрезеров типа ФКО, включающий в себя: фрезер оконный ФО (для резки «окна» в обсадной колонне и забуривания бокового ствола), фрезер-райбер нижний ФР-5 (для расширения стенок в вырезанном «окне»); гибкий патрубков, который предназначен для придания гибкости компоновке фрезеров; фрезер-райбер верхний ФР-6 (для расширения и калибрования стенок в вырезанном «окне»); крюк извлечения [5].

Комплексы технических средств КТС-146 и КТС-168 для вырезания «окон» в колоннах диаметром 146 и 168 мм. Комплекс включает в себя клин-отклонитель и комплект фрезеров-райберов. Спуск клина и посадка на забой производится на колонне бурильных труб с помощью подвешного устройства или стартового фреза. Комплект фрезеров-райберов включает в себя: стартовый фрез (для спуска отклоняющего клина и начального фрезерования колонны); оконный фрез (для фрезерования «окна» на всю длину); арбузообразный фрез (для калибрования окна до нужного диаметра) [5].

Восстановление скважин методом резки боковых стволов является актуальным для нефтегазовой отрасли. В настоящее время имеется обширный ассортимент модификаций оборудования для решения задачи вырезания «окна» в обсадной колонне. Но необходимо уделять внимание проектированию и внедрению новых технико-технологических решений, которые позволят повысить точность ориентирования клиньев-отклонителей и сократить время на фрезерования «окна» в обсадной колонне.

Литература

1. Инновационные технологии в бурении скважин ОАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс] // Elibrary.ru. Официальный сайт. Режим доступа: <http://elibrary.ru/item.asp?id=17969241>
2. Шайхутдинов Р.Т., Бирюков В.Е., Тимошин В.Г. Бурение горизонтальных скважин из эксплуатационных колонн диаметром 146 мм // Нефтяное хозяйство. 1999. № 6. С. 19-20.
3. Гауф В.А. Разработка технологий реконструкции малодебитных скважин сооружением боковых стволов: дис.. канд. техн. наук. Тюмень, 2004. С. 88-91.
4. ООО «Нефтепромцентр» [Электронный ресурс]// Официальный сайт. Режим доступа: http://www.neftpromcentr.ru/klin_otklonitel.htm
5. Скважинный инструмент для резки боковых и горизонтальных стволов [Электронный ресурс]// Буровой портал Drillings.ru. Режим доступа: <http://www.drillings.ru/inst-zarezka>

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ ОРГАНИЧЕСКИХ И НЕОРГАНИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ПОЛИМЕРГЛИНИСТОГО БУРОВОГО РАСТВОРА

И.В. Масалида

Научный руководитель доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение нефтяных скважин обычно сопряжено с проходкой различных типов сланцевых горных пород, сложенных глинистыми минералами. Наибольший интерес представляет группа смектитов, способная набухать с изменением ионных условий и, в конечном итоге диспергироваться. Типичным представителем смектитов является монтмориллонит. В результате набухания глины уменьшается эффективная площадь, через которую движется поток бурового раствора, а также уменьшается проницаемость пласта породы [1]. Чем больше содержание смектитов в породе, слагающей стенку скважины, тем большим будет степень набухания глин. Из-за относительно слабых межкристаллических связей в структуре смектита происходит внедрение воды или другого полярного вещества в пространство между слоями глины. Это приводит к увеличению расстояния между слоями минерала. Гидратация глин зависит от силы заряда и расположения заряженных слоев, вида катионов, формирующего обменную емкость глины, активности воды, температуры, внешнего давления и концентрации соли в растворе [2]. При бурении нефтяных скважин набухание смектитов может вызвать большое количество осложнений, таких как прихват бурильного инструмента, кавернообразование, обрушение горных пород, расширение ствола скважины и желобообразование. [3]. Несмотря на вышеперечисленные проблемы, для бурения скважин преимущественно используются промывочные жидкости на водной основе. Главной причиной их использования является то, что они являются относительно дешевыми и более экологически чистыми, нежели углеводородные эмульсии [4].

В настоящее время применяются как органические, так и неорганические химические реагенты, способные свести к минимуму взаимодействия в системе «глина-фильтрат». Они затрудняют проникновение молекул воды и эффективно уменьшают гидратацию глинистых минералов. Широкое распространение получили органические

реагенты на основе частично гидролизованного полиакриламида, Полиакриламид образует полимерную пленку на поверхности глинистой частицы, а также уменьшает количество свободной воды в буровом растворе. Неорганические соединения, в частности хлориды натрия и калия, широко используются для снижения проникновения воды в пространство между слоев глинистых минералов. Происходит это в результате адсорбции катионов на поверхности глины и осмотического давления. Осмотическое давление возникает в результате того, что промывочная жидкость обладает более высокой концентрацией катионов, нежели порода, стимулируя приток воды из породы в буровой раствор и, как следствие, уменьшая гидратацию породы [2].

Органические ингибиторы считаются относительно дорогими. По этой причине их обычно применяют в паре с неорганическими солями натрия и калия, при этом наблюдается синергетический эффект [5]. В данной работе в качестве ингибиторов набухания глин нами проведено сравнение эффективности различных неорганических солей и их смесей с органическими полимерами. Для их испытания использовали модельный полимерглинистый раствор, который помимо ПБМБ (бентонитовый глинопорошок марки «Б») включает в себя также полианионную целлюлозу низкой вязкости (ПАЦ НВ). ПАЦ НВ была добавлена с целью придания необходимых структурных свойств промывочной жидкости.

В качестве ингибиторов использовались следующие реагенты: KCl, NaCl, СНПХ, частично гидролизованный полиакриламид (Реасар).

Глинистые образцы цилиндрической формы получали прессованием глины в компакторе OFITE. В эксперименте использовали немодифицированный монтмориллонит, чтобы исключить недостоверность полученных данных, связанную с разницей составов и свойств различных модификаций глин. Линейную деформацию образцов определяли с помощью прибора ПКН-2.

Фиксацию результатов набухания глины производили при помощи камеры, установленной на штативе, на протяжении 24 часов. Это позволило построить более детальную модель зависимости относительной линейной деформации глины от времени и представить её в графическом виде (рисунок 1).

Размер иона K^+ в негидратированном состоянии равен 0,266 нм, а в гидратированном - 0,76 нм. Энергия гидратации калия – 77 ккал/моль. Для сравнения негидратированный размер иона Na^+ составляет 0,190 нм, гидратированный – 1,12 нм, энергия гидратации – 97 ккал/моль. Диаметр пустот монтмориллонита примерно равен 0,28 нм. Так как молекулы воды являются диполями, отрицательно заряженные части молекул притягиваются к катионам металлов, образуя вокруг них водяную оболочку. Толщина этой водяной оболочки описывается гидратированным размером, который характеризует, насколько прочно удерживаются молекулы воды ионами металла. Водяная оболочка вокруг иона с низкой энергией гидратации удерживается слабо и легко деформируется, в отличие от водяной оболочки вокруг иона с высокой энергией гидратации. Поскольку водная оболочка вокруг иона калия легко деформируется из-за относительно небольшой энергии гидратации, слои глинистой частицы сближаются при небольшой концентрации катионов. Так как ион дегидратированного калия плотно помещается в отверстие в слое глины, можно предположить, что он замедлит проникновение воды. Ионы дегидратированного натрия имеют меньшие по сравнению с калием размеры. В связи с этим они не настолько плотно встраиваются в межплоскостное пространство и не так эффективно смыкают края глинистой породы [6].

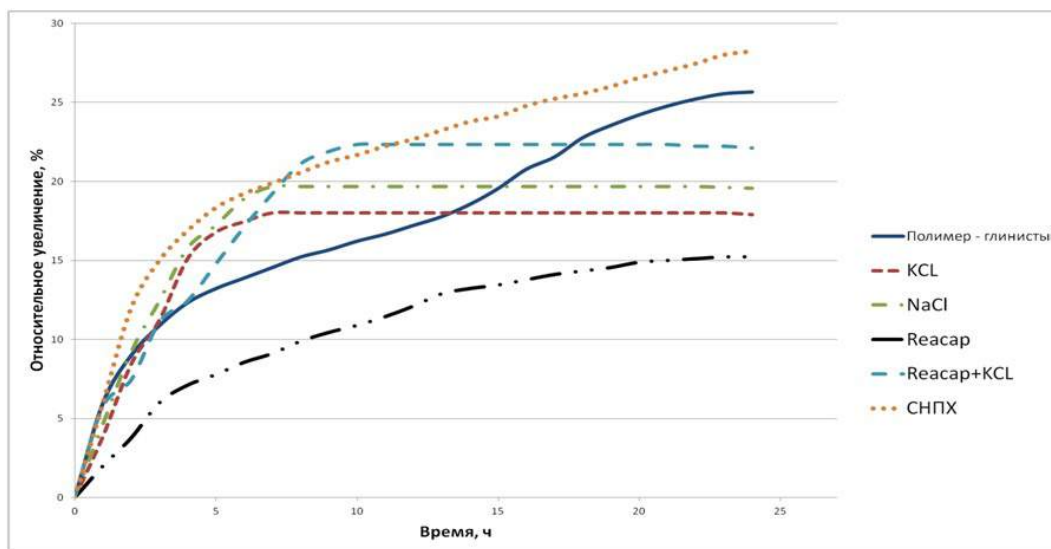


Рис. 1. Зависимость относительного линейного увеличения глинистых пород от времени

Вначале эксперимента наблюдается достаточно интенсивное всасывание воды глинистым образцом и его увеличение. Происходит это из-за того, что исследуемая глина не содержит в своих порах фильтрата. Это делает невозможным ингибирующее влияние осмотического давления. Нами было отмечено, что интенсивность поглощения воды напрямую зависит от концентрации катионов металла. При использовании растворов, ненасыщенных солями, увеличение глинистого образца носит более плавный характер.

Наилучший ингибирующий эффект при добавлении в модельный полимер-глинистый раствор продемонстрировал частично гидролизованный полиакриламид Реасар. Как было отмечено выше, связано это с тем, что механизм данного ингибитора основан на уменьшении количества несвязанной воды в буровом растворе и образовании полупроницаемой полимерглинистой мембраны, препятствующей проникновению воды в глубокие слои глинистого образца. Не было обнаружено синергетического эффекта от совместного применения органического реагента Реасар и неорганической соли KCL. Органический реагент СНПХ ингибирующего эффекта не продемонстрировал, увеличив глинистый образец даже больше, чем исходный модельный раствор.

Выводы:

- Неорганические соли проявили ингибирующие свойства, уменьшив увеличение глинистого образца по сравнению с исходным модельным раствором. Следует отметить, что отсутствие фильтрата в порах глины вызвало интенсивное всасывание жидкой фазы бурового раствора в первые часы эксперимента.
- Наилучшие ингибирующие свойства показал частично гидролизованный полиакриламид Реасар, увеличив глинистый образец на 15%.
- Синергетический эффект от совместного применения органического и неорганического реагентов обнаружен не был.

Работа выполнена при финансовой поддержке ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 - 2020 годы» (уникальный идентификатор работы RFMEFI57815X0119).

Литература

1. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. “Состав и свойства буровых агентов”. М.: Недра, 1985.
2. Диссертация Егоровой Е.В. “Разработка ингибирующего бурового раствора для бурения в глинистых отложениях”. – Астрахань 2010. – 194 с.
3. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. “Бурение нефтяных и газовых скважин”. –М. «Недра» 1974. – 455 с.
4. З. З. Шарафутдинов, Ф. А. Чегодаев, Р. З. Шарафутдинова. “Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика : справочник” / — СПб.: Профессионал, 2007. — 416 с.
5. Ghimici, L., Dragan, S., 2002. “Behaviour of cationic polyelectrolytes upon binding of electrolytes: effects of polycation structure, counterions and nature of the solvent”. Colloid. Polym. Sci. 130–134.
6. L. Sawney. “Selective sorption and fixation of cations by minerals: a review” Clays and Clay Minerals, 1972, 20, 93-100.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА
НА РАСТЕПЛЕНИЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД**

Н.Е. Мацяускас

Научный руководитель А.В. Минаков

Сибирский Федеральный Университет, г. Красноярск, Россия

Вечная мерзлота – это часть криолитозоны, характеризующаяся отсутствием периодического протаивания, осложняющее трудовую деятельность при освоении территории. Огромное количество проблем возникает при аэродромном, гражданском, дорожном строительстве, а также при освоении нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири. Строительство и эксплуатация нефтегазоносных объектов в условиях вечной мерзлоты осложняется проблемой частичного или полного оттаивания грунтов вблизи объектов, являющихся источником тепла. При деградации вечной мерзлоты, повышении температурных состояний мерзлых грунтов и протаивание, наблюдается стремительное снижение несущей способности установленных конструкций в скважине, при существующих нагрузках на конструкцию происходит частичная или полная деформация. При строительстве и эксплуатации скважин происходит активное оттаивание окружающих пород, в результате чего образуются просадки, обвалы, пустоты, которые могут способствовать ряду негативных факторов и даже аварий в процессе бурения и эксплуатации скважин. Что приводит к долгосрочным ремонтам, простаиванию скважины и значимым потерям добываемого флюида.

Проблематика строительства скважин на вечной мерзлоте заключаются в том, что в течение определенного периода работы скважины происходит оттаивание окружающих мерзлых горных пород, в результате происходит изменение состояния многолетнемерзлого грунта. Считается [1], что сильно льдистые породы способны уменьшаться в объеме, впоследствии чего в них создаются пустоты. Часть которых может заполняться в теплый период года оттаявшими породами с верхней части горизонта, создавая каверны, приустьевые воронки или карстовые пустоты, требующие немедленной герметизации во избежание нарушений устойчивости скважины. Определение температурного поля многолетнемерзлых пород вокруг работающей скважины является гарантом качества ее устойчивости. Поэтому актуальной проблемой данного исследования является создание и обоснование модели взаимосвязанных температурных режимов жидкости в скважине и находящихся вокруг горных пород изучаемого горизонта.

Технологическому прогрессу бурения и строительства скважин в вечной мерзлоте способствовали теоретические исследования, касающиеся определения подвижной границы зоны оттаивания мерзлых пород вокруг скважин. В одной из работ по данному направлению решается уравнение нестационарной теплопроводности [2]. Данное теоретическое решение не может быть использовано на практике из-за сложности