

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра нефтехимии и техногенной безопасности

**Полиазолидинаммоний как многоцелевая технологическая добавка для
различных систем буровых растворов**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

студентки 2 курса 252 группы

направления 18.04.01 «Химическая технология»

Института химии

Сабиржановой Наргизой Шералиевны

Научный руководитель

доцент, к.х.н.

должность, уч. ст., уч. зв.

подпись, дата

О.В. Бурухина

инициалы, фамилия

Заведующий кафедрой

д.х.н., профессор

должность, уч. ст., уч. зв.

подпись, дата

Р.И. Кузьмина

инициалы, фамилия

Саратов 2025

ВВЕДЕНИЕ

Целью магистерской работы является изучение влияния полиазолидинаммония, введенного в качестве структурообразующей и антимикробной добавки, на буровые растворы на водной основе: глинистые и хлоркалиевые.

Структура и объем работы. Магистерская работа изложена на 60 страницах, состоит из введения, шести разделов и заключения. Список использованных источников включает 34 наименования. Текст сопровождается 15 таблицами.

Основное содержание работы

Буровой раствор - это смесь, состоящая из нескольких однородных компонентов (2 или 3), которые имеют различные физические свойства и разделены поверхностными слоями.

Качества и характеристики промывочных жидкостей, а также оценка их характеристик влияют на основные задачи процесса бурения, такие как: эффективное, экономичное и безопасное проведение и завершение бурения, а также удаление шлама, которое является основной целью использования бурового раствора.

Благодаря классификации буровых растворов можно упорядочить и объединить растворы в соответствии с определенными характеристиками, что не только позволяет оценить область применения, но также помогает правильно выбрать тип жидкости для каждого этапа бурения при разработке плана строительства скважины.

Буровые промывочные жидкости разделяют на:

1. Растворы на углеводородной основе;
2. Нефте-эмульсионные растворы;
3. Глинистые растворы;
4. Естественные растворы;
5. Техническая вода;

6. Аэрированные растворы, пены;
7. Сжатый газ.

Растворы на углеводородной основе (РУО) применяются для вскрытия продуктивных пластов в сверхглубоких скважинах благодаря своей термостойкости. Они представляют собой смесь обессмоленных нефтепродуктов или нефти (жидкая фаза) и твердого окисленного битума (дисперсная фаза), образующего на стенках скважины защитную битумную корку. Несмотря на высокую эффективность, РУО имеют недостатки: высокую стоимость, загрязнение керна и шлама, а также затруднение проведения каротажа. Поэтому на практике бурение ведется раствором на водной основе, а для вскрытия пласта используется РУО, который затем вытесняется и сохраняется для повторного использования.

Нефте-эмульсионные растворы (12-40% нефти) характеризуются низкой вязкостью, образованием толстой фильтрационной корки и высокой плотностью. Они используются для вскрытия продуктивных пластов, устойчивы к высоким температурам, но обладают высокой стоимостью компонентов и загрязняют керн и шлам нефтепродуктами.

Глинистые растворы – это водные смеси, содержащие монтмориллонитовую глину (бентонит) в качестве дисперсной фазы. Они отличаются высокой устойчивостью и тиксотропностью. Благодаря этим реологическим характеристикам, они эффективно удерживают выбуренную породу во взвешенном состоянии, повышая скорость бурения. Глинистые буровые растворы особенно эффективны благодаря образованию фильтрационной корки на стенках скважины, препятствующей поглощению бурового раствора проницаемыми пластами. Их многофункциональность и легко регулируемые реологические и химические свойства позволяют успешно проходить сложные и опасные участки скважины.

Естественные растворы. В бурении применяются и естественные растворы, получаемые при использовании технической воды. В процессе бурения карбонатные породы растворяются, увеличивая плотность раствора до

1,04-1,2 г/см³. Если геологический разрез содержит глины, мергели, аргиллиты или карбонатные породы, способные образовывать с водой устойчивые суспензии, то в качестве бурового раствора может использоваться водная суспензия выбуренной породы. Этот раствор можно стабилизировать добавлением реагентов. Отмечается, что скорость бурения при использовании таких растворов примерно на 50% выше, чем при использовании традиционных глинистых растворов.

Бурение на **технической воде** — экономичный метод, применяемый преимущественно при проходке монолитных, плотных и устойчивых пород в скважинах глубиной до 3000 м. Использование воды повышает скорость бурения до 1,5 раз, однако, она не образует фильтрационной корки, обладает низкой плотностью и высокой фильтрацией. Несмотря на хорошие охлаждающие и смазывающие свойства, вода не удерживает шлам при остановке циркуляции и может вызывать обвалы в относительно устойчивых скважинах. На акваториях, при неограниченном доступе к воде, допустимо бурение даже при частичной или полной потере циркуляции, если это не влияет на состав и движение пластовых вод.

Аэрированные растворы, плотность которых менее 1 г/см³, применяются для бурения зон с аномально низким пластовым давлением, но непригодны для зон с аномально высоким давлением во избежание выбросов. Они создаются путем введения сжатого воздуха в буровой раствор с помощью компрессора и насоса. Аэрировать можно любые типы растворов, однако, недостатками аэрированных растворов являются низкая вязкость и неспособность выносить крупные куски шлама. Подобные по свойствам пены, использующие пенообразователи, снижают трение и повышают эффективность бурения.

Сжатый воздух или **газ** используются в бурении для преодоления зон катастрофического поглощения, а также в высокогорных и районах с многолетнемерзлыми породами. Их низкая плотность, вязкость и сжимаемость способствуют созданию мощных восходящих потоков, эффективно очищающих забой от шлама. Более эффективное разрушение породы достигается за счет

отсутствия гидростатического давления и хорошего охлаждения бурового инструмента. Применение воздуха или газа, в отличие от жидкостей, исключает загрязнение продуктивных пластов и позволяет получить более чистые образцы породы. Шлам в виде пыли удаляется через специальный патрубок и улавливается для предотвращения загрязнения окружающей среды или направляется в резервуар с водой.

Очистка скважины от выбуренной породы – критически важный процесс для обеспечения непрерывного бурения. Буровой раствор, циркулирующий через бурильную колонну и долото, захватывает шлам и транспортирует его по кольцевому пространству на поверхность. На эффективность этого процесса влияют как свойства шлама (размер, форма, плотность), так и параметры бурения (скорость проходки, вращение колонны) и характеристики бурового раствора (вязкость, плотность, скорость восходящего потока). Оптимальные параметры подбираются индивидуально для каждого типа бурения и типа породы, чтобы обеспечить максимальную эффективность и безопасность процесса.

Вязкостно-реологические характеристики бурового раствора играют ключевую роль в процессе очистки скважины. Низковязкие жидкости, такие как вода, неэффективны в транспортировке шлама, поскольку частицы оседают слишком быстро. Высоковязкие же растворы значительно улучшают вынос шлама на поверхность. Важно отметить, что многие буровые растворы обладают тиксотропией – свойством загустевать в состоянии покоя. Это позволяет им удерживать частицы шлама во взвешенном состоянии даже при остановке циркуляции, например, во время спускоподъемных операций. Буровые растворы, которые разжижаются при сдвиге и имеют высокую вязкость при низкой скорости потока в кольцевом пространстве, обеспечивают более эффективное очищение ствола скважины. Как правило, высокая скорость потока в кольцевом пространстве ускоряет вынос бурового шлама. Использование разжижающих растворов для очистки может привести к формированию турбулентного потока, который обеспечивает высокую эффективность очистки, но может вызвать нежелательные последствия.

Скорость осаждения – это характеристика, определяющая скорость, с которой частицы выпадают из суспензии или раствора под действием гравитации или других сил. Она зависит от многих факторов, таких как плотность, размер, и форма частицы, а также от вязкости, плотности и скорости потока бурильного раствора. Кроме того, чтобы частица была вынесена на поверхность, нужно, чтобы скорость потока превышала скорость ее осаждения – только в этом случае происходит процесс "выноса".

Скорость, с которой частицы поднимаются вверх по кольцевому пространству, называется скоростью выноса.

В ходе бурения между долотом и разрушаемой породой, а еще среди вращающимся бурильным инструментом и стенками скважины появляются существенные силы трения. Вследствие наличия промывочной жидкости коэффициент трения существенно понижается, а теплота, возникающая из-за трения, рассеивается потоком жидкости. Помимо этого, на стенках скважины формируется фильтрационная корка, что сокращает силы трения труб при вращении и спускоподъемной операции. Значительно снижают коэффициент трения смазывающие присадки.

Эффективное функционирование промывочной жидкости предполагает поддержание шлама, утяжелителей и химических присадок в стабильной суспензии, а также удаление выбуренных твердых частиц посредством комплекса очистных мероприятий. Нарушение данного процесса приводит к седиментационному накоплению шлама, формированию донных отложений и, как следствие, к технологическим осложнениям, таким как прихваты бурильного инструмента и поглощение промывочной жидкости проницаемыми пластами. Отложения обычно возникают в скважинах с большим углом отклонения и при низкой скорости флюида.

Высокая концентрация выбуренных частиц в промывочной жидкости негативно влияет на бурение, увеличивая плотность бурового раствора и изменяя его реологические свойства. Это может привести к увеличению затрат на регулировку свойств раствора и на разбавление водой.

Чтобы поддерживать частицы в состоянии взвешенности, необходимо обеспечивать высокую вязкость бурового раствора и возможность его разжижения при сдвиге. Также нужно, чтобы раствор имел тиксотропные свойства.

При действии двух различных сил, таких как гидростатическое давление столба раствора и пластовое давление на стенках скважины, происходит формирование фильтрационной корки из твердой фазы раствора. Эта корка, располагающаяся внутри скважины, способна удержать несцементированные пески в верхней ее части и обеспечить их стабилизацию.

В то же время, корка по сути разобщает скважину и проницаемые пласты. Между тем при большой величине водоотдачи на стенке скважины образуется толстая фильтрационная корка, что негативно воздействует на состояние ствола скважины.

В первую очередь, велика вероятность дифференциального прихвата; во-вторых, на толстую и рыхлую корку, как правило, прилипает шлам, происходит сужение ствола скважины с дальнейшими осложнениями (затяжки, прихваты при подъёме). В то же время, при большой величине водоотдачи, в продуктивный слой поступает огромное количество фильтрата на большую глубину. Это приводит к существенному уменьшению проницаемости пласта при последующей эксплуатации скважины, следовательно, величина водоотдачи, в том числе забойную, должна быть как можно меньше и, строгое регламентирование этого показателя в программах и проектах абсолютно обосновано. Более эффективными системами для предупреждения отмеченных осложнений считаются полимерные растворы с невысоким содержанием твердой фазы.

Давление воды или газа, содержащихся в проницаемых пластах, зависит от глубины их залегания, а также от ряда других условий. Давление бывает нормальным (равным гидростатическому), а может быть аномально высоким, то есть существенно выше гидростатического. По этой причине, в этом и в другом случае плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы давление столба

раствора было немного выше пластового давления и предотвращало переход воды или газа из пласта в скважину, как при бурении, так и во время спуско-подъемной операции. Требуемая величина плотности бурового раствора, в зависимости от пластового давления и глубины залегания пласта, четко регламентируется.

Ошибки, возникающие при бурении скважин, как правило, имеют тенденцию к геологической неустойчивости, причем особенно часто встречаются осыпи и обвалы глин. Эти явления являются главными причинами неудачного выполнения проекта, а также препятствием для достижения необходимой глубины. Значение буровых растворов в данных обстоятельствах сложно переоценить, все зависит от состава и свойств бурового раствора. Создаваемое противодействие столба бурового раствора на стенки скважины предотвращает их разрушение. Помимо этого, состав бурильного раствора должен обладать ингибирующими свойствами в отношении глинистых пород, предотвращая их гидратацию, диспергирование, а также разупрочнение. В верхних интервалах бурения, формируемая буровым раствором глинистая корка консолидирует неустойчивые пласты.

Определено, что коррозия считается основным фактором повреждения бурильных колонн. К сожалению, в процессе бурения часто не уделяют должного внимания коррозии, хотя она может повлиять на качество работы и повреждение бурильного оборудования. Мировая практика показывает, что для контроля за состоянием бурильных труб применяют металлические кольца, размещенные в специальных проточках в замке бурильной муфты. Это помогает внимательно следить за коррозией и принимать своевременные меры для ее предотвращения. Через некоторое время воздействия бурильного раствора определяют понижение массы данных колец. Зачастую обнаружение типа коррозионного воздействия оказывается наиболее важным, нежели контроль потери веса колец. Хотя точечная коррозия может не вызывать значительной потери веса, она все же может привести к непредвиденным аварийным ситуациям. Слом бурильных труб может быть вызван водородным

охрупчиванием, что неминуемо подчеркивает важность учета коррозирующих веществ и их состава при разработке программ для буровых растворов. Необходимо также убедиться, что в состав бурового раствора включены ингибиторы, предотвращающие ожидаемые виды коррозии.

Проблема загрязнения продуктивных пластов при бурении является крайне серьезной и может иметь непредсказуемые последствия. Это может привести к частичному снижению проницаемости пластов, что в некоторых случаях может быть необратимым. Для заканчивания скважины следует осуществлять дополнительные меры с целью сохранения свойств продуктивного пласта, при этом применяется соответствующий буровой раствор. Наиболее распространенными причинами нарушения свойств продуктивного пласта считаются:

1. Попадание бурового раствора или шлама в пласт, что приводит к закупорке пласта.
2. Набухание глин, которые входят в состав коллектора, приводит к уменьшению проницаемости.
3. Осаждение выбуриваемых частиц.
4. Осаждение твердых частиц фильтрата промывочной жидкости другими флюидами.
5. При взаимодействии пластового флюида, а также промывочной жидкости могут появиться нерастворимые образования (эмульсии), уменьшающие проницаемость.

Гидравлическая энергия обеспечивает повышение эффективности выноса выбуриваемой породы у долота, что способствует повышению скорости проходки. Гидравлическая сила передает мощность забойному двигателю, а также инструментам, с целью выполнения каротажных работ и инклинометрии. Передача энергии непосредственно находится в зависимости от размеров насадок на долото, которые подбираются с целью создания перепада давления. Для обеспечения эффективного выноса выбуриваемых частиц из-под долота используются насадки, которые увеличивают влияние промывочной жидкости

на забой скважины. Однако, при использовании буровых растворов с большой плотностью и содержанием твердой фазы, а также пластической вязкости, может возникнуть огромное сопротивление в буровой колонне. Для решения этой проблемы рекомендуется применять тиксотропные буровые растворы, содержащие только небольшое количество твердой фазы, что обеспечивает эффективную передачу гидравлической энергии на долото.

Одним из главных применений технологии цементирования в области бурения скважин является разделение зон и проведение заканчивания. Цементирование позволяет достичь надежной защиты поверхностных и подземных водных ресурсов, а также обеспечить жесткую опору для буровой колонны. Благодаря цементному слою, созданному вокруг ствола скважины, предотвращается перемещение нефти, газа и других вредных веществ из глубинных пластов в зоны питания и источников питьевой воды. В ходе спуска обсадных колонн буровой раствор следует поддерживать в жидком состоянии и осуществлять контроль за уровнем пульсации давления. Спуск обсадной колонны проходит легче, в случае если ствол скважины имеет номинальный диаметр, стенки гладкие, не имеется отложений и каверн.

Перед цементированием скважины промывочную жидкость следует полностью вытеснить буферным раствором.

На оценку литологических данных, показателей скорости проходки, сведений газового каротажа, сведений о присутствии выбуренного шлама со следами нефти продуктивного пласта влияют физико-химические параметры бурового раствора. При ведении буровых работ постоянно проходит регистрация данных о промывочной жидкости.