

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Двоеглазов Семен Иванович
Должность: Директор
Дата подписания: 30.06.2025 15:26:23
Уникальный программный ключ:
2cc3f5fd1c09cc1a69668dd98bc3717111a1a535



МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Старооскольский филиал

федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования

**«Российский государственный геологоразведочный университет имени
Серго Орджоникидзе»
(СОФ МГРИ)**

***Кафедра прикладной геологии, технологии поисков и разведки
месторождений полезных ископаемых***

ОЧИСТНЫЕ АГЕНТЫ

**Методические указания по выполнению
курсового проекта
для студентов очной и заочной форм обучения
специальности 21.05.03 – «Технология
геологической разведки»**

Рекомендовано Ученым советом СОФ МГРИ

Старый Оскол, 2022 г.

УДК 622.23

ББК 33.13

Б 91

Составитель: ст. преп. Мелентьев С.Г.

Рецензент(ы): к.т.н, доцент, Дмитриев А.Н.

Очистные агенты: Методические указания по выполнению курсового проекта для студентов очной и заочной форм обучения специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки» специализации «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» /сост.: С.Г. Мелентьев. – Старый Оскол : СОФ МГРИ, 2022. – 40 с.

Методические указания содержат расчетные методики и задания для написания курсового проекта по дисциплине «Очистные агенты». Методические указания предназначены для студентов очной и заочной форм обучения специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки» специализации «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых».

Утверждено и рекомендовано к изданию Ученым советом СОФ МГРИ (протокол № 10 от 29 августа 2022 г.).

© С.Г. Мелентьев, 2022 г.

© СОФ МГРИ, 2022 г

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	4
1.Функции процесса промывки скважин.....	7
2.Требования к буровым растворам.....	13
3.Состав курсового проекта.....	18
3.1. Геологический раздел.....	20
3.2. Технологический раздел.....	21
Список литературы.....	36
Приложение.....	37

ПРЕДИСЛОВИЕ

Целью учебного пособия является рассмотрение вопросов, которые студент должен познать в процессе изучения дисциплины по очистным агентам. Процесс изучения завершается выполнением курсового проекта. Разработка вопросов курсового проекта по промывочным жидкостям необходима в дальнейшем при выполнении дипломного проектирования.

В результате бурения скважины на нефтегазоносных площадях должен быть создан долговечный, прочный изолированный канал, связывающий продуктивный горизонт с дневной поверхностью. Решающее значение при проводке скважины имеют буровые промывочные растворы. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит не только эффективность буровых работ, но и срок службы скважины.

Тяжелые осложнения в процессе бурения, а в некоторых случаях и ликвидация скважин, нарушение режима эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, связанные со значительным ущербом народному хозяйству, могут быть обусловлены низким качеством буровых растворов, отсутствием надежных методов и средств управления ими. Все это и обуславливает целесообразность затрат на повышение качества этих систем.

С увеличением глубины скважин повышаются температуры и давления, скважина вскрывает горизонты с различными по химической природе флюидами (газ, нефть, пластовая вода), минералогический состав пород также разнообразен, поэтому бурение все больше становится физико-химическим процессом.

Разбуриваемые породы, пластовые воды, высокие температуры и давления отрицательно влияют на свойства буровых растворов. Аналогичное влияние оказывают и гидродинамические эффекты при заканчивании и продавливании растворов в скважинах.

В зависимости от конкретных условий свойства этих систем направленно

изменяют, вводя в них различные наполнители и обрабатывая химическими реагентами для предотвращения осложнений и оптимизации процесса бурения.

Наибольшее влияние на качество бурового раствора, а также технико-экономические показатели бурения оказывают породы, которые активно взаимодействуют с этими системами. Например, пластичные породы под влиянием фильтрата раствора набухают, теряют устойчивость и, переходя в буровой раствор, существенно ухудшают его качество. Смачивание этим раствором рыхлых пород вызывает их оползание или осыпание в ствол скважины.

Свойства буровых растворов в значительной мере зависят от минерального состава разбурываемых пород. Солевые породы вследствие легкой растворимости вызывают коагуляцию буровых растворов. Чаще всего эти системы подвергаются натриевой, кальциевой и магниевой агрессии при разбуживании каменной соли, бишофита, гипса и других пород. Отрицательное влияние на свойства буровых растворов оказывают минерализованные пластовые воды и рапа. Под их воздействием буровые растворы коагулируют, их структурно-механические и фильтрационные свойства ухудшаются.

Пластовые воды имеют различный генезис, отличаются солевым составом, содержат растворенный газ и нерастворимые, но гидrolитически разлагаемые водой минералы. По преобладающим анионам выделяют воды гидрокарбонатные, сульфатные и хлоридные. В пределах этих классов выделяют воды по преобладающему катиону кальция, магния или натрия. Наиболее минерализованными являются воды, которые находятся в осадочных породах, содержащих известняки, доломиты, гипсы и каменную соль. Минерализация пластовых вод, как правило, возрастает с увеличением глубины и колеблется в широких пределах, достигая 30 г/л и более (рассолы). Газ, находящийся как в свободном, так и в растворенном состоянии, существенно влияет на изменение свойств буровых растворов. В пластовых

водах в небольших количествах растворены гелий, азот, сероводород, а в больших – углекислый газ. В водах нефтяных месторождений содержится метан, иногда бутан и пропан. Основная технологическая операция промывки скважины – прокачивание бурового раствора по ее стволу. Однако для выполнения этой операции необходимо реализовать вспомогательные операции: приготовление бурового раствора, его утяжеление, обработку химическими реагентами, очистку от шлама и газа и др. Технологическое оборудование промывки скважин представляет собой ряд взаимосвязанных систем: приготовления и обработки бурового раствора, очистки его от шлама и газа, циркуляции. Каждая система включает ряд блоков и (или) несколько единиц оборудования. Эффективность работы каждого блока зависит от качества работы всех систем. Например, некачественная очистка бурового раствора от шлама приводит к более напряженной работе блока обработки; недостаточная дегазация бурового раствора не позволяет буровым насосам обеспечить необходимую подачу и т. д.

1. ФУНКЦИИ ПРОЦЕССА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Технологический процесс промывки скважин должен быть спроектирован и реализован так, чтобы достичь лучших технико-экономических показателей бурения. При этом главное внимание необходимо уделять выполнению основных технологических функций и ограничений. Часто стремление к качественному выполнению процесса промывки приводит к невыполнению ограничений. В этих случаях, прежде всего решаются оптимизационные задачи, цель которых – выбрать в каждом конкретном случае экономически наиболее выгодное сочетание технологических показателей процесса промывки, обеспечивающих минимальную стоимость скважины и достижение поставленной цели при сохранении высокого качества объекта.

Одной из важнейших функций промывки считают разрушение забоя скважины. Это требование не является обязательным, так как основную роль в разрушении забоя играет долото. Однако и промывку нельзя считать второстепенной операцией при разрушении забоя, особенно при бурении рыхлых пород, когда их размыв на забое за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струей бурового раствора, вытекающего из насадок долота, вносит не меньший вклад в скорость проходки скважины, чем механическое разрушение забоя вращающимися режущими элементами долота.

С целью интенсификации размыва забоя циркулирующим буровым раствором в некоторых зарубежных странах ведутся работы по применению высокоабразивных растворов (абразивно-струйное бурение). Стремясь максимально использовать кинетическую энергию вытекающей из насадок долота струи бурового раствора для разрушения забоя, часто увеличивают до предела либо гидравлическую мощность, срабатываемую на долоте, либо силу гидравлического удара струи о забой. И в том, и в другом случаях пытаются реализовать необходимую подачу буровых насосов с одновременным доведением до верхнего предела давления нагнетания

бурового раствора. В результате этого одновременно с интенсификацией размыва забоя часто отмечаются отрицательные явления: резкое увеличение энергетических затрат на циркуляцию, размыв ствола в неустойчивом разрезе потоком в кольцевом пространстве, ухудшение условий механического разрушения забоя долотом в результате повышения дифференциального давления, поглощение бурового раствора в связи с возрастанием гидродинамического давления на пласты. Очевидно, что важно в каждом конкретном случае установить оптимальное соотношение показателей процесса промывки, определяющих способность бурового раствора разрушать забой скважины.

Основной функцией промывки скважин является также очистка забоя от разрушенной долотом породы и вынос шлама из скважины. Чем быстрее удаляются потоком бурового раствора осколки породы с забоя, тем эффективнее работает долото. Требование удалять шлам с забоя – обязательное, так как в противном случае невозможно обеспечить углубление ствола скважины.

Для улучшения очистки забоя на практике увеличивают вязкость бурового раствора или его подачу к забою через насадки долота. Наиболее предпочтителен второй метод, так как увеличение вязкости раствора сопровождается снижением скорости бурения и ростом энергетических затрат. Однако и второй метод в каждом конкретном случае требует технико-экономического обоснования, так как при повышении скорости циркуляции интенсифицируется размыв стенок ствола, в результате чего увеличивается количество шлама в буровом растворе, растет кавернозность ствола. Эти отрицательные явления приводят к снижению эффективности работы оборудования для очистки буровых растворов, увеличению затрат на ремонт насосов и вертлюгов, перерасходу материалов на приготовление и обработку буровых растворов, излишним энергетическим затратам, ухудшению качества крепления скважин.

Таким образом, величина подачи бурового раствора к забою скважины

должна иметь технико-экономическое обоснование в соответствии с конкретными геолого-техническими условиями бурения и выбираться в оптимальных пределах.

Обязательное требование к процессу промывки скважин – выполнение функции транспортирования шлама на дневную поверхность. Очевидно, чем выше скорость циркуляции, плотность и вязкость бурового раствора, тем более интенсивно осуществляется гидротранспорт шлама от забоя на дневную поверхность. Поэтому регулировать скорость выноса шлама из скважины можно изменяя подачу насосов, плотность и вязкость бурового раствора. Но с увеличением вязкости и плотности раствора ухудшаются условия работы долота, возрастает гидростатическое и гидродинамическое давление на пласты, что может привести к поглощению бурового раствора, другим осложнениям и даже авариям.

Несколько безопасней интенсифицировать гидротранспорт шлама на дневную поверхность, повышая скорость циркуляции в кольцевом пространстве. Однако и скорость циркуляции должна быть ограничена сверху, чтобы избежать размыва ствола, больших потерь напора, значительного повышения гидродинамического давления в скважине над гидростатическим.

Практические данные о скоростях и стоимости бурения скважин показывают, что существует некоторое оптимальное значение скорости циркуляции, при котором данный раствор в конкретных условиях удовлетворительно выносит шлам на дневную поверхность и не наблюдается его накопления в скважине до концентраций, затрудняющих процесс бурения. Таким образом, для удовлетворительной очистки ствола скважины от шлама должно быть выбрано оптимальное соотношение между подачей буровых насосов, плотностью и реологическими показателями раствора.

Основной показатель, обеспечивающий компенсацию пластового давления на границе со скважиной – плотность бурового раствора, по мере увеличения которой безопасность проходки, как правило, повышается. В то же время с

ростом плотности увеличивается дифференциальное давление на забое, повышается концентрация твердой фазы в буровом растворе, что может привести к заметному падению механической скорости проходки скважины и загрязнению продуктивных горизонтов.

Следовательно, плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы совместно с другими технологическими факторами и приемами можно было обеспечить достаточное противодействие на проходимые пласты, но в то же время она не должна заметно ухудшать условия работы долота и эксплуатационные характеристики продуктивных горизонтов. Иными словами, в каждом конкретном случае должно выбираться оптимальное значение плотности бурового раствора.

Плотность также является одним из основных факторов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины. С ее увеличением интенсивность осыпей и обвалов ствола, как правило, уменьшается, однако при этом становится все более опасным другой вид осложнений – поглощения бурового раствора. Поэтому на практике для повышения устойчивости стенок скважины регулируют одновременно плотность, показатель фильтрации, соленость бурового раствора с целью уменьшения степени проникновения фильтрата бурового раствора в поры горной породы за счет фильтрации, осмоса и др.

Однако осыпи – такой вид осложнений, который обычно развиваются медленно и не всегда заметно препятствуют процессу бурения. В связи с этим в некоторых случаях экономически целесообразно отказаться от сложных химических обработок и утяжеления бурового раствора в ущерб устойчивости ствола. При этом сохраняются высокие скорости проходки и не тратится много времени на вспомогательные работы.

Следовательно, для предупреждения осыпей и обвалов стенок скважины с учетом возможности возникновения других видов осложнений и обеспечения высоких скоростей проходки ствола необходимо комплексно подходить к выбору оптимальной величины плотности. Важное технологическое качество бурового раствора – удержание находящихся в нем частиц во взвешенном

состоянии, особенно в перерывах циркуляции. При улучшении реологических характеристик бурового раствора его удерживающая способность повышается. Однако при этом возрастают энергетические затраты и затраты времени на циркуляцию, возникают значительные колебания давления в скважине при спускоподъемных операциях, что может стать причиной возникновения различных осложнений.

При промывке должны быть обеспечены отделение и сброс шлама на вибрационных ситах, в гидроциклонах, отстойниках и т. д. В противном случае шлам будет поступать в скважину, засорять ее и ухудшать условия работы долота. Для удовлетворительного отделения шлама от бурового раствора следует стремиться к минимизации показателей реологических свойств бурового раствора, однако при этом не должна ухудшаться его удерживающая способность. В противном случае возникают проблемы, связанные с выпадением барита в циркуляционной системе и, следовательно, снижением плотности бурового раствора.

Таким образом, успешность процесса промывки скважин зависит от показателей реологических свойств бурового раствора, в первую очередь напряжения сдвига и вязкости.

Буровой раствор должен обладать смазывающей способностью. Смазывая поверхность труб, опоры долота, гидравлическое оборудование, раствор способствовал бы уменьшению энергетических затрат на бурение, сокращению аварий с бурильными колоннами, что особенно важно при роторном бурении. Поэтому желательно увеличивать содержание смазочных добавок в буровом растворе. Однако при большом содержании этих добавок значительно уменьшается механическая скорость проходки, особенно при бурении долотами истирающего типа. Возможно, это связано с отрицательным влиянием смазки на внедрение режущих кромок резца долота в забой. Следовательно, содержание смазочных добавок в буровом растворе должно быть также оптимальным.

Охлаждение долота, бурильных труб, гидравлического оборудования

способствует увеличению их долговечности и поэтому является также важной функцией промывки. Известно, что охлаждение омываемых деталей тем лучше, чем больше скорости циркуляции, ниже вязкость бурового раствора и выше его теплоемкость и теплопроводность. Однако регулирование этих показателей с целью улучшения условий охлаждения бурового инструмента и оборудования ограничено необходимостью выполнения предыдущих, иногда более важных, функций промывки скважины.

2. ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

Буровые растворы по целесообразности применения можно расположить в следующий ряд: аэрированная вода, буровой раствор на водной основе, буровой раствор на углеводородной основе. Однако тип бурового раствора выбирают, как правило, не для обеспечения лучших условий работы породоразрушающего инструмента, а с учетом предупреждения осложнений и аварий в процессе бурения. Рассмотрим наиболее общие требования, которые необходимо применять к буровым растворам всех типов и, прежде всего, к растворам на водной основе, с помощью которых бурится основной объем глубоких нефтегазовых скважин. Для обеспечения высоких скоростей бурения скважин к буровым растворам можно предъявить следующие основные требования:

- жидкая основа растворов должна быть маловязкой и иметь небольшое поверхностное натяжение на границе с горными породами;
- концентрация глинистых частиц в твердой фазе раствора должна быть минимальной, а средневзвешенное по объему значение плотности твердой фазы – максимальным;
- буровые растворы должны быть недиспергирующимися под влиянием изменяющихся термодинамических условий в скважинах и иметь стабильные показатели;
- буровые растворы должны быть химически нейтральными по отношению к разбуриваемым породам, не вызывать их диспергирование и набухание;
- буровые растворы не должны быть многокомпонентными системами, а используемые для регулирования их свойств химические реагенты, наполнители и добавки должны обеспечивать направленное изменение каждого технологического показателя при неизменных других показателях;
- смазочные добавки должны составлять не менее 10 %.

Выполнение этих требований во многом зависит от геолого-технических условий бурения. Однако они позволяют выбрать из гаммы растворов именно

тот, который не только исключит осложнения и аварии в скважине, но и обеспечит высокие скорости ее бурения. В каждом конкретном случае необходимо решать комплексную задачу о целесообразности применения того или иного раствора с учетом технической вооруженности буровой установки, оперативности снабжения ее материалами, квалификации работников, географического положения скважины и т. д. Выполнении на практике сформулированных общих требований к буровому раствору – необходимое, но недостаточное условие для достижения высоких показателей работы породоразрушающего инструмента и наилучших показателей бурения. Надо выполнять также общие требования к основным показателям бурового раствора.

Плотность. В зависимости от характера проводимых при бурении операций требования к плотности бурового раствора могут быть разными. Для обеспечения оптимальной работы долота плотность бурового раствора должна быть минимальной. Однако современная технология проходки скважин такова, что плотность бурового раствора выбирают из условия недопущения нефтегазопроявлений, осыпей и обвалов проходимых горных пород. Для выбора значения плотности определяющим фактором является пластовое (внутрипоровое) давление флюида; давление со стороны скважины должно быть достаточным, чтобы не допустить неуправляемого притока в нее пластового флюида.

Гидростатическое давление столба бурового раствора в скважине – единственный фактор, благодаря которому пластовый флюид не прорывается на поверхность во время наращивания бурильной колонны, спускоподъемных операций, в период отсутствия циркуляции при открытом превенторе и т. д. Соотношение между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением называют показателем безопасности: чем выше этот показатель, тем больше гарантия предотвращения выброса. С увеличением плотности бурового раствора, как правило, повышается также устойчивость ствола.

Когда технологические операции не связаны с циркуляцией бурового раствора, величина плотности ограничивается, давление гидравлического разрыва пласта должно всегда оставаться выше гидростатического давления столба бурового раствора в скважине.

Статическое напряжение сдвига. Для работы долота вода – лучшая жидкость, но отсутствие тиксотропных свойств резко ограничивает ее применение. Воду невозможно утяжелить грубодисперсными тяжелыми порошками, а при больших глубинах бурения, когда цикл циркуляции через скважину соизмерим с длительностью работы долота на забое, она не способна выполнить главную функцию – удерживать оставшийся в скважине шлам во взвешенном состоянии при временном прекращении циркуляции. В результате этого в стволе возникают прихваты бурильной колонны, так называемыми сальниками – пробками, образующимися из шлама. Использование буровых растворов при бурении скважин, а также утяжеление их грубодисперсным материалом высокой плотности (гематитом, магнетитом, баритом, галенитом и др.) обусловлены главным образом необходимостью удержания во взвешенном состоянии выбуренной породы в период прерванной циркуляции. Поэтому одно из основных требований, предъявляемым к буровым растворам, - способность к тиксотропному упрочнению их в покое.

Показатель тиксотропных свойств бурового раствора – статическое напряжение сдвига, измеряемое через 1 и 10 мин покоя. Именно этим показателем характеризуется седиментационная устойчивость бурового раствора и его способность удерживать шлам во взвешенном состоянии. Однако значение статического напряжения сдвига выбирают из сугубо практических соображений без учета конкретных геолого-технологических условий. В результате этого в ряде случаев она оказывается ниже требуемой, что приводит к различным осложнениям при бурении (затяжкам, посадкам и прихватам бурильной колонны образующимися в скважине сальниками и пробками из утяжелителя), или выше требуемой, что вызывает

необходимость восстановления

промежуточных циркуляций бурового раствора и может быть причиной возникновения его поглощения.

Необходимость применения научно обоснованного метода выбора показателей тиксотропных свойств бурового раствора очевидна, так как при этом можно не только избежать осложнений при бурении, но и повысить степень очистки раствора виброситами и гидроциклонами, исключить засорение резервуаров грубодисперсным осадком и др.

Показатель фильтрации и толщина фильтрационной корки. Очевидно, для улучшения условий разрушения породы долотом целесообразно стремиться к увеличению показателя фильтрации бурового раствора и уменьшению толщины фильтрационной корки. Однако такое требование выполнимо при бурении в непроницаемых устойчивых породах. При проходке проницаемых песчаников, глин с низким поровым давлением, продуктивных горизонтов значение показателя фильтрации бурового раствора строго регламентируется.

Практикой бурения неустойчивых и проницаемых отложений установлено, что в этих условиях значение показателя фильтрации, определяемое прибором ВМ-6, должно находиться в пределах 3-6 см³ за 30 мин. Показатель фильтрации бурового раствора является интегральной величиной за промежуток времени, неизмеримо больший, чем период вращения долота. Существует также мнение, что показатель фильтрации не влияет на эффективность работы долота, а корреляционная зависимость механической скорости проходки и проходки на долото от него обусловлена изменением вязкости бурового раствора, всегда сопровождаемым изменением показателя фильтрации.

Процесс фильтрации бурового раствора на забое скважины ослабляет сопротивляемость породы за счет расклинивающего воздействия проникающего в поры и микротрещины породы фильтрата, что вполне соответствует известным положениям теории П. А. Ребиндера. Кроме того,

проникающий на забой фильтрат способствует выравниванию давлений над сколотой частицей и под ней и таким образом создает благоприятные условия для очистки забоя от обломков породы.

Однако следует иметь в виду не интегральную величину фильтрации, а его мгновенное значение в начальный период процесса. Очевидно, что из двух буровых растворов с одинаковыми значениями интегрального показателя фильтрации лучшим является тот, у которого выше скорость фильтрации в начальный момент времени. Таким образом, несмотря на отсутствие теоретических и экспериментальных основ для разработки требований к величине показателя фильтрации бурового раствора, при его выборе можно руководствоваться следующим общим требованием: скорость фильтрации бурового раствора должна резко уменьшаться с течением времени до нуля, обеспечивая интегральную величину показателя фильтрации за 30 мин, необходимую для предотвращения осложнений в стволе скважины.

Вязкость. Требование к значению вязкости раствора однозначное: оно должно быть минимальным. С уменьшением вязкости отмечается всеобщий положительный эффект бурения: снижаются энергетические затраты на циркуляцию бурового раствора, улучшается очистка забоя за счет ранней турбулизации потока под долотом, появляется возможность реализовать большую гидравлическую мощность на долоте, уменьшаются потери давления в кольцевом пространстве скважины. В гидротранспорте шлама на дневную поверхность роль вязкости бурового раствора подчиненная. Поэтому при бурении скважин необходимо стремиться к удержанию минимально возможной условной и пластической вязкости бурового раствора.

Отечественный и зарубежный опыт показывает, что верхний предел условной вязкости, определяемый прибором ПВ-5, не должен превышать 30 с для растворов плотностью до 1400 кг/м^3 и 45 с для растворов плотностью выше 1400 кг/м^3 . Пластическая вязкость для этих же растворов не должна превышать соответственно 0,006 и 0,01 Па·с.

Динамическое напряжение сдвига. Очистка скважины от шлама определяется главным образом двумя факторами: скоростью восходящего потока и динамическим напряжением сдвига бурового раствора. Длительные промысловые наблюдения позволили установить, что для удовлетворительного гидротранспорта шлама из скважины на дневную поверхность ламинарным потоком, а также для предотвращения выпадения утяжелителя в поверхностной циркуляционной системе достаточно, чтобы значение динамического напряжения сдвига составляло 15-20 дПа. Дальнейшее увеличение динамического напряжения сдвига не приводит к сколь-нибудь заметному улучшению очистки скважины от шлама.

3. СОСТАВ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект выполняется на основе материалов, собранных в период производственной практики на буровых предприятиях, использования учебной и научной литературы, периодических изданий. При выполнении курсового проекта студент должен показать способность самостоятельно разрабатывать и обосновывать вопросы по очистным агентам, умение пользоваться литературой, исследовать и анализировать материал, показать знание современных буровых растворов и химических реагентов. Перед выездом на практику студенту выдается задание, в котором указывается какой материал необходимо собрать и какие вопросы разработать.

Образец типового задания

Задание на курсовое проектирование

«Очистные агенты»

Исходные данные

(материалы производственной практики)

1. Геолого-технический наряд на скважину.
2. Геологический разрез скважины
3. Зоны возможных осложнений.
4. Конструкция скважины.

- 5.Пластовое давление и давление гидроразрыва по стволу скважины.
- 6.Температура на забое скважины. Средняя температура промывочной жидкости.
- 7.Величина коммерческой скорости бурения.
- 8.Нормы расхода материалов на приготовление и химическую обработку промывочной жидкости в данном районе.
- 9.Плотность глины, из которой приготовлена промывочная жидкость.

Разработать вопросы.

- 1.Выбор и обоснование вида промывочного раствора по интервалам скважины в зависимости от геологических условий.
- 2.Обоснование параметров и расчет плотности промывочной жидкости по интервалам скважины.
- 3.Регулирование параметров бурового раствора: химическая обработка, утяжеление.
- 4.Расчет потребного количества промывочного раствора, воды, глины, химических реагентов, утяжелителя.
5. Специальный вопрос.

Курсовой проект состоит из расчетно-пояснительной записки и графического материала. Пояснительная записка выполняется на листах белой нелинованной бумаги размером А4 (210х297) мм без рамки.

Сокращение слов в тексте и подписях не допускается, за исключением сокращений русских слов и словосочетаний по ГОСТ.

Пояснительная записка выполняется рукописным способом или с использованием компьютерной техники.

Пояснительная записка курсового проекта брошюруется и вшивается в обложку, на лицевой стороне которой выполняется титульный лист.

Страницы пояснительной записки нумеруются последовательно от титульного листа до последней страницы, включая приложения.

Номера страниц проставляются в правом верхнем углу арабскими цифрами

без слов «стр.», знаков тире и точек. На титульном листе номер страницы не ставится.

Графический материал должен выполняться на листах формата А1 (594x841) мм.

Каждый чертежный лист должен иметь рамку и основную надпись по ГОСТ. Рамка чертежа должна выполняться сплошной основной линией на расстоянии от внешнего края листа справа, снизу, сверху – 5 мм, слева – 20 мм.

Содержание пояснительной записки

Расчетно-пояснительная записка к курсовому проекту должна содержать:

- титульный лист;
- задание на курсовой проект;
- содержание;
- введение;
- геологический раздел;
- технологический раздел;
- специальный вопрос;
- заключение;
- библиографический список;

Введение

- Рекомендуется отразить роль данного района в развитии нефтегазовой промышленности страны. Пояснить роль и значение промысловой жидкости в технологии бурения нефтяных и газовых скважин. Показать актуальность разрабатываемого специального вопроса.
- Объем раздела 1-2 с.

1. Геологический раздел

- Кратко описать географическое положение месторождения (площади), рельеф, охарактеризовать климат.

1.1. Геологический разрез скважины

Необходимо описать стратиграфию района и литологический разрез скважины до проектной глубины, т. е. возраст и литологический состав горных пород (представляется в виде таблицы). Указать интервалы залегания продуктивных пластов и мощность каждого пласта. Перечислить водоносные горизонты с указанием глубины залегания.

1.2. Зоны осложнений.

Охарактеризовать зоны возможных осложнений: осыпи и обвалы горных пород, поглощения бурового промывочного раствора, газонефтеводопроявления. Указать ожидаемые пластовые давления и давления гидроразрыва пластов по разрезу ствола скважины.

Объем раздела 5-6 стр.

2. Технологический раздел

2.1. Конструкция скважины

Необходимо дать описание конструкции скважины, которая является базовой для данного курсового проекта. Требуется указать сведения о количестве, диаметре, глубине спуска обсадных колонн и высоте подъема цементного раствора в затрубном пространстве. Описать назначение каждой обсадной колонны. Показать схематическое изображение конструкции скважины.

2.2. Выбор и обоснование вида промывочного раствора по интервалам скважины в зависимости от геологических условий

В данном разделе следует выбрать вид промывочной жидкости по интервалам бурения скважины, руководствуясь данными геолого-технического наряда и бурового предприятия.

Интервалы смены промывочной жидкости следует указывать по глубине скважины в метрах. Например, 1-й интервал 0-450 м, 2 -й интервал 450-1100 м, 3-й интервал 1100-1700 м и т. д. До проектной глубины. Дать обоснование каждого вида промывочного раствора, т. е. привести доказательства о

целесообразности применения выбранного вида бурового раствора в определенном интервале бурения скважины. При этом следует руководствоваться сведениями геологического разреза о литологическом составе горных пород, их устойчивости, наличии возможных осложнений и технологическими условиями бурения. Рекомендуется использовать производственные данные бурового предприятия, учебную и научную литературу.

Необходимо дать характеристику каждому виду промывочной жидкости: отличительные признаки, преимущества и недостатки, способ приготовления.

2.3. Обоснование параметров и расчет плотности промывочной жидкости по интервалам бурения скважины

В этом разделе надо рассчитать плотность промывочной жидкости и сделать выбор, и обоснование основных параметров: водоотдачи B , условной вязкости T , статического напряжения сдвига за 1 минуту покоя раствора (СНС) θ_1 и за 10 минут покоя θ_{10} , водородного показателя pH, содержания песка (шлама) Π .

Расчет плотности, выбор и обоснование параметров бурового раствора необходимо выполнить для каждого интервала скважины, которые определены в разделе 2.2 данного проекта.

Величину плотности промывочной жидкости рассчитать в зависимости от значения пластового давления. При этом необходимо учитывать, что плотность промывочной жидкости должна предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления, превышающего пластовые давления на определенную величину в зависимости от глубины (данные о коэффициенте превышения излагаются в лекционном курсе).

Максимально допускаемая репрессия должна исключить возможность гидроразрыва пласта и поглощения бурового раствора на любой глубине интервала бурения.

При отсутствии значения пластового давления, оно может быть определено с

помощью нормального градиента.

При бурении в неустойчивых горных породах, склонных к обвалам, плотность промывочной жидкости рекомендуется несколько увеличить. В интервалах поглощения плотность бурового раствора снижается.

В интервалах скважины, где отсутствуют зоны осложнений, поддерживаются нормальные значения параметров промывочной жидкости: водоотдача 6-8 см³ за 30 мин. , условная вязкость 30-40с, статическое напряжение сдвига (СНС) за 1 мин. покоя раствора $\theta_1 = 30-40$ дПа (3-4 Па), за 10 мин. покоя раствора $\theta_{10} = 40-50$ дПа (4-5 Па). Содержание песка (шлама) для турбинного бурения должно быть не более 1,0 %, при роторном способе бурения не более 2,0 %.

Водородный показатель в большинстве случаев поддерживается $pH = 7-9$, за исключением применения специальных промывочных жидкостей и химических реагентов.

При выборе основных параметров бурового раствора для проектируемой скважины, необходимо учитывать данные по характеристикам промывочных растворов 3-5 пробуренных скважин с лучшими показателями.

2.4. Регулирование параметров промывочной жидкости: химическая обработка, утяжеление по интервалам скважины

В данном разделе необходимо разработать рациональную и эффективную химическую обработку раствора. В тех интервалах, где требуется, произвести утяжеление бурового раствора до необходимой плотности. По интервалам глубины скважины указать вид химических реагентов, утяжелителя, частоту повторных обработок. Интервалы скважины берутся из раздела 2.2.

Дать характеристику применяемых химических реагентов: назначение, состав, область применения, а также характеристику используемого утяжелителя.

При рассмотрении вопросов этого раздела необходимо отдавать предпочтение новейшим, наиболее эффективным реагентам.

В конце раздела построить графики изменения параметров промывочной

жидкости по интервалам скважины.

2.5. Расчет количества промывочной жидкости, глины, воды, химических реагентов, утяжелителя

При выполнении этого раздела необходимо использовать нормы расхода материалов по данному району и результаты бурения скважин, собранные при прохождении производственной практики на буровом предприятии: глубина спуска обсадных колонн и диаметры долот под них, объем емкостей, в которых находится промывочная жидкость, величина средней коммерческой скорости бурения скважин.

Расчет расхода бурового раствора по интервалам бурения и на одну скважину

Необходимое количество бурового раствора определяется по формуле:

$$Q = n_1L_1 + n_2L_2 + n_3L_3 + \dots + n_nL_n$$

где Q – общий объем бурового раствора на 1 скважину, м³;

n – норма расхода бурового раствора на 1 м проходки с учетом коммерческой скорости, диаметра долота и обработки раствора (необработанный и химически обработанный), м³/м;

L – интервал скважины, соответствующий данной норме, пробуренный одним диаметром долота, м.

При переходе с бурения водой на бурение буровым раствором или с одного вида раствора на другой учитывается дополнительный объем, необходимый для заполнения скважины, исходя из объема обсаженной и необсаженной части скважины с учетом коэффициента кавернозности и объема приемных емкостей или амбаров. Объем обсаженной части устанавливается: объем 1 м внутритрубного пространства и интервала бурения одним долотом.

Объем необсаженной части устанавливается: объем 1 м скважины в зависимости от диаметра долота и коэффициента кавернозности, и интервала бурения одним долотом.

Коэффициент кавернозности определяется техническим проектом на предприятии.

Вместимость приемных емкостей и желобов принимается в зависимости от типа буровой установки и системы очистки.

Расчет количества утяжелителя и химических реагентов по интервалам бурения и на одну скважину

Необходимое количество утяжелителя определяется по формуле:

$$Q = n_{yl} V_{исх} a_1 + n_1 n_{yl} L_1 a_1 + \dots + n_n n_{yn} L_n a_n$$

где Q – общий расход утяжелителя, т;

n_1, n_n – норма расхода бурового раствора на 1 м проходки, м³/м;

n_{yl}, n_{yn} – норма расхода утяжелителя на 1 м³ раствора, т/м³;

$V_{исх}$ – исходный объем бурового раствора, м³

a_1, a_n – коэффициент повышения плотности бурового раствора по сравнению с исходным;

L_1, L_n – интервал скважины, соответствующий данной норме, м

$$V_{исх} = V_{скв} + V_n$$

где $V_{скв}$ – объем раствора в скважине до интервала утяжеления, м³;

V_n – объем приемных емкостей или желобов, м³

$$a = 10(\rho_y - \rho_{исх})$$

где ρ_y – плотность утяжеленного бурового раствора, г/см³;

$\rho_{исх}$ – плотность исходного бурового раствора, г/см³.

Расчет необходимого количества химических реагентов

производится отдельно по каждому виду химического реагента

$$Q = n_1 V_1 + n_2 V_2 + \dots + n_n V_n$$

где Q – общий расход химического реагента на скважину, кг;

n_1, n_2, n_n – норма расхода химического реагента на 1 м³ бурового раствора, кг;

V_1, V_2, V_n – объем бурового раствора по интервалам бурения скважины, м³.

Необходимое количество глины и воды для приготовления бурового раствора определяется по такой же формуле, что и расчет количества химических реагентов. Соответственно используются нормы расхода глины и воды для приготовления 1 м³ бурового раствора в зависимости от его плотности и учитывается объем раствора на каждом интервале бурения скважины.

2.6. Специальный вопрос

При оформлении этого раздела в названии не надо писать слова «Специальный вопрос», а указать название разрабатываемого вопроса.

Например, 2.6. Гидроциклонная очистка промывочной жидкости.

Разработке специального вопроса необходимо уделить особое внимание.

Указать роль и значение исследуемой проблемы в строительстве скважины.

Дать краткий обзор литературных данных, привести статистический материал по теме спецвопроса собранный на производстве, провести сравнительный анализ, представить схемы, рисунки, графики, чертежи в пояснительной записке и графический материал в формате А₁. Завершается этот раздел выводом и рекомендациями по разрабатываемой тематике. Объем технологического раздела 25-30 с.

Заключение

Пояснительная записка должна содержать все необходимые обоснования и расчеты для качественного строительства скважины. Графический материал должен отражать содержание специального вопроса, разрабатываемого в курсовом проекте. Пояснительная записка и графический материал должны быть выполнены и оформлены в соответствии с требованиями ГОСТ и методическими указаниями кафедры. При выборе вида промывочной жидкости главная задача состоит в том, чтобы достичь такого соответствия свойств бурового раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму осложнения (например, нарушение устойчивости стенок скважины и другие).

Промывочную жидкость выбирают с учетом характеристики горных пород по их устойчивости при бурении, по механизму нарушения устойчивого состояния, по восприимчивости к воздействию буровых растворов.

Большое внимание необходимо уделять разбуhrиванию глинистых отложений, так как они составляют значительную часть геологического разреза скважин

во многих нефтегазоносных районах. На их долю приходится до 70 % общего объема осадочных пород. В зависимости от плотности глинистые породы можно разделить на несколько групп. Каждая группа характеризуется соответствующими значениями пористости, минерализацией поровой воды, емкостью обменного комплекса. Желательно учитывать степень уплотнения глины. Это отношение фактической плотности к плотности нормально уплотненной глины на данной глубине.

Рекомендуемые буровые растворы для разбуривания глинистых пород:

- при плотности глинистой породы $\leq 1,70$ г/см³, минерализации поровой воды $< 5,0$ г/л, глубине бурения < 400 м – глинистый раствор, обработанный лигносульфонатами, а при глубине от 400 м до 1800 м – кальциевый, калиевый, лигносульфонатный;
- при плотности глинистой породы 1,9 – 2,10 г/см³, минерализации поровой воды 5,0 – 13,0 г/л, глубине бурения > 1700 м – кальциевый, калиевый, лигносульфонатный, на основе гидрогеля магния (на глубине 3000 – 5000 м);
- при плотности глинистой породы 2,10 – 2,30 г/см³, минерализации поровой воды 13,0 – 22,0 г/л, глубине бурения 3000 – 5000 м – кальциевый, калиевый, для глубины 4000-6000 м – стабилизированный, соленонасыщенный, на основе гидрогеля магния, кальциевый, калиевый;
- при плотности глинистой породы 2,3 – 2,4 г/см³, минерализации поровой воды 22,0 – 80,0 г/л, глубине бурения 4000 – 5000 м – кальциевый, калиевый;
- при плотности глинистой породы 2,40 – 2,50 г/см³, минерализации поровой воды 22,0 – 80,0 г/л, глубине бурения 5000 – 6000 м – глинистый раствор обработанный лигносульфонатами или гуматный раствор.

При одной и той же плотности глинистой породы, с увеличением глубины бурения увеличивается содержание ионов кальция в кальциевом растворе от $1200 \div 2500$ мг/л до $3000 \div 3500$ мг/л, а в калиевом растворе увеличивается

содержание хлористого калия от $30 \div 50$ г/л до $60 \div 70$ г/л.

При разбурировании интервалов залегания хемогенных пород требуются специальные буровые растворы. В зависимости от минералогического состава хемогенных пород выбирается вид и состав промывочной жидкости.

С увеличением глубины залегания хемогенной породы увеличивается ее растворимость и снижается прочность, так как с глубиной повышается температура и давление. Следовательно, состав раствора следует подбирать для каждого интервала.

Рекомендуемые буровые растворы для разбурирования хемогенных пород:

- при бурении галита на глубине ≤ 1500 м – необработанный соленасыщенный глинистый раствор, на глубине > 1500 м – соленасыщенный глинистый раствор, обработанный химическими реагентами;
- при бурении галита с пропластками карналлита, бишофита на глубине ≤ 1000 м – необработанный соленасыщенный глинистый раствор, на глубине 1000-1500 м – соленасыщенный глинистый раствор, обработанный химическими реагентами, на глубине > 1500 м – буровой раствор на основе гидрогеля магния, известково-битумный раствор, инвертные эмульсии;
- при бурении галита с пропластками сульфатных пород ангидрита и гипса на глубине ≤ 1500 м – буровой раствор на основе гидрогеля магния;
- при бурении галита с пропластками терригенных пород на любой глубине – соленасыщенный глинистый раствор, обработанный химическими реагентами, на основе гидрогеля магния, известково-битумный раствор, инвертные эмульсии.

При бурении плотных известняков, доломитов, сцементированных песчаников и других устойчивых пород, которые не содержат пластовых флюидов (газ, нефть, вода) к промывочной жидкости не предъявляются особые требования. При разбурировании таких пород можно использовать для промывки скважины техническую воду, пену, аэрированную жидкость,

воздух.

При бурении скважин на промывочную жидкость оказывают влияние минералогический состав разбуриваемых горных пород и пластовые воды различного химического состава. Взаимодействие между ними приводит к изменению свойств бурового раствора, т. е. к изменению его устойчивого состояния. Соответственно и буровой раствор влияет на устойчивость горных пород.

При разбурировании глинистых отложений может происходить переобогащение бурового раствора глинистой фракцией.

При бурении хемогенных пород частицы, переходящие в раствор растворяются в дисперсионной среде, изменяя его свойства.

В очистной системе удаляются от 50 до 90 % массы частиц разбуриваемых пород. Остальные наиболее тонкодисперсные фракции этих частиц остаются в промывочной жидкости.

На их смачивание расходуется часть дисперсионной среды. Поэтому по мере накопления твердой фазы и роста ее удельной поверхности в результате диспергирования частиц возрастают реологические свойства промывочной жидкости (вязкость, СНС), изменяются водоотдача и толщина глинистой корки. Эти изменения происходят особенно интенсивно при разбурировании глинистых пород с применением промывочной жидкости на водной основе.

Более серьезное влияние оказывают пластовые воды, которые отличаются по солевому составу и могут содержать растворенный газ. Если в промывочную жидкость на водной основе попадает пресная вода, то уменьшается вязкость, СНС, возрастает водоотдача, ухудшается стабильность.

Более сложно воздействие минерализованных пластовых вод на свойства бурового раствора. Минерализация пластовых вод может изменяться в широких пределах: у карбонатно-натриевых вод от 0,1 до 30 г/л, у хлоркальциевых вод от 60 до 260 г/л и более – это рассолы. С глубиной минерализация пластовых вод возрастает. Причем, действие двухвалентных катионов пластовых вод (Ca^{2+} , Mg^{2+}) значительно сильнее, чем действие

одновалентных ионов (Cl^-). Между глинистыми частицами дисперсной фазы и ионами минерализованной воды происходят обменные химические реакции. Если количество минерализованной воды, поступившей в буровой раствор незначительно, то возможна гидрофильная (скрытая) коагуляция. В результате уменьшается толщина гидратных оболочек на глинистых частицах, возрастает водоотдача, толщина глинистой корки, СНС, условная вязкость.

Если минерализация раствора возрастает значительно, то возможна гидрофобная (явная) коагуляция. Происходит образование крупных агрегатов, выпадение их в осадок. Буровой раствор теряет агрегативную и кинетическую устойчивость, разделяется на твердую и жидкую фазы, водоотдача увеличивается еще больше. При попадании в раствор ионов кальция CaCl_2 и ионов магния MgCl_2 , раствор коагулирует более активно, чем при взаимодействии с солью типа NaCl .

Поэтому стоит задача в поддержании свойств растворов на заданном уровне. Методы получения более качественного бурового раствора следующие:

1. Использование лучших сортов глины.
2. Изменение относительного содержания и состава дисперсной фазы и дисперсионной среды.
3. Обработка растворов химическими реагентами и специальными добавками.

Не всегда имеются в наличии лучшие сорта глины.

С ростом содержания глинистой фазы быстро возрастает вязкость раствора и он становится труднопрокачиваемым.

Разбавление его водой приводит к увеличению водоотдачи. Поэтому регулирование свойств этим методом ограничено.

Наиболее широкие возможности регулирования качества растворов связаны с обработкой их химическими реагентами и специальными добавками. Механизм влияния химических реагентов на свойства раствора основан на физико-химическом взаимодействии их с частицами дисперсной фазы.

При химической обработке решаются в основном две задачи : стабилизация

раствора и регулирование свойств, зависящих от степени стабилизации. Восстановление и упрочнение структуры бурового раствора.

Характеристика химических реагентов зарубежных компаний

IKR — представляет собой мало повышающий вязкость первичный понизитель водоотдачи, эффективный во всех системах на водной основе. IKR используется для понижения водоотдачи при высоких температурах и давлениях и для минимизации динамической фильтрации.

IKR поставляется также в модификации: IKR-B.

Разновидность IKR, предназначенная для использования в условиях высокой температуры — IKR — HTR, устойчива к температуре до 150° C (310° F) при использовании в условиях буровой. Характеристики:

Внешний вид: беловатый порошок, объемная плотность: легко растворим в пресной и морской воде, а также в концентрированных рассолах; термостойкость: устойчив в условиях буровой до 130° C (270°). IKR является чрезвычайно экономичным понизителем водоотдачи, который может использоваться во всех системах на водной основе и особенно полезен в буровых растворах, приготовленных на основе насыщенных солевых растворов. IKR растворим в кислоте и, следовательно, является весьма эффективным в жидкостях для заканчивания и проведения ремонтных работ.

B-POLYMER представляет собой полимерный первичный регулятор вязкости. Выдающейся особенностью растворов B-POLYMER является понижение вязкости с возрастанием скорости сдвига. B-POLYMER — один из немногих полимеров, создающих постепенно возрастающие статические напряжения сдвига, что позволяет без труда достичь поддержания утяжеляющих агентов во

взвешенном состоянии без необходимости прибегать для этого к очень высоким вязкостям. B-POLYMER особенно хорош для использования в жидкостях для заканчивания и проведения капитальных ремонтных работ, а также в операциях по заводнении. Характеристики:

Внешний вид: порошок кремоватого цвета; объемная плотность: 0,6 – 0,8 г/см³; растворимость: легко растворим в пресной и морской воде и в концентрированных соляных растворах; термостойкость: устойчив до 130⁰ С при 16-часовых лабораторных испытаниях и до 160⁰ С в полевых условиях. В-POLYMER применяется для получения высоких динамических и статических напряжений сдвига при низкой пластической вязкости. В-POLYMER хорошо распускается в пресной и морской воде и в насыщенных растворах и нечувствителен к загрязнению растворенными ионами. Он эффективен в широком диапазоне pH от 3 до 12, и обеспечивает определенную степень контроля водоотдачи.

ЕСОРАС R представляет собой комбинированный регулятор вязкости и понизитель водоотдачи для всех типов буровых растворов на водной основе. Белый порошок. Модифицированный полианионный полимер со средним до высокого молекулярным весом..

Характеристики:

Объемная плотность: 150 – 300 кг/м³; растворимость: легко растворим во всех буровых растворах на водной основе; термостойкость: устойчив в лабораторных испытаниях до 150⁰ С и в полевых условиях до 180⁰ С.

ЕСОРАС R действует как регулятор вязкости и дает жидкость, характеризующуюся уменьшением вязкости с возрастанием скоростей сдвига, а также хорошим значением отношения динамического напряжения сдвига к пластической вязкости. ЕСОРАС R используется также для контроля водоотдачи в системах на основе пресной или морской воды и, в отличие от традиционной карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), является эффективным в насыщенных солевых растворах и магниевых рассолах. Он обнаруживает хорошую стойкость по отношению к загрязнению кальцием.

ЕСОРАС XL представляет собой чрезвычайно эффективный, не оказывающий влияние на вязкость, понизитель водоотдачи. Беловатый порошок. Модифицированная низкомолекулярная полианионная целлюлоза.

Характеристики:

Объемная плотность: 150 – 300 кг/м³; растворимость: легко растворим во всех буровых растворах на водной основе; термостойкость: устойчив в лабораторных испытаниях до 150⁰ С и в полевых условиях до 180⁰С.

ЕСОРАС XL чрезвычайно эффективен в качестве понизителя вязкости и особенно полезен в утяжеленных буровых растворах. Он оказывает слабое диспергирующее действие, которое способствует контролю значений статического напряжения сдвига и улучшает качество фильтрационной корки. Продукт растворим в пресной и морской воде, растворах хлористого натрия и хлористого калия и проявляет хорошую стойкость по отношению к загрязнению кальцием.

IKLUBE представляет собой смешанную смазочную добавку для буровых растворов, не оказывающую отрицательного воздействия на их характеристики.

Продукт может быть применен в различных системах буровых растворов.

IKLUBE представляет собой анионную смесь жиров и специальных добавок.

Характеристики:

Слегка вязкая жидкость; светло-желтая жидкость; pH = 8,0 – 9,0; плотность около 1,0 г/см³; температура воспламенения > 65⁰ С; растворимость: растворяется в пресной воде, диспергируется в морской воде.

Применение:

IKLUBE особенно рекомендуется для проведения буровых работ в водной среде.

Прикрепляется к металлическим поверхностям, образуя прочную смазывающую пленку. Сокращает изнашивание материала при трении и продляет срок эксплуатации оборудования.

Обладает большим эффектом при применении в областях высокого давления.

Тесты, проведенные на специальном оборудовании, показали, что IKLUBE высокоэффективен в концентрациях от 0,5 до 1 %. Данное количество продукта дает превосходные результаты в промышленном использовании.

IKSTABE представляет собой инкапсулирующий полиакриламидно-акрилатный полимер. Ингибитор глинистых сланцев. Белый или светло-кремовый порошок.

Рекомендуется добавка 0,3 – 1,4 кг/м³.

IKD представляет собой смазочную добавку, предотвращающую сальникообразование. Светло-желтая жидкость. Рекомендуемая добавка 0,3 – 1,0 кг/м³.

IKBAK – 11П представляет собой бактерицид, предназначенный для предотвращения бактериального разложения органических компонентов буровых растворов на водной основе, таких как полисахариды и биополимеры. Прозрачная жидкость. Рекомендуемая добавка 0,2 – 0,8 кг/м³.

IKKARB – 75 представляет собой кальматирующий и утяжеляющий агент для бурового раствора. Тонко-зернистый, белый, кристаллический порошок.

FLOGEL LV. Модифицированный крахмал, используется для снижения фильтрации буровых растворов. Быстро растворим во всех типах буровых растворов без комкообразования. Не токсичен и обладает способностью к полному биоразложению. Внешний вид – крупнозернистый порошок. Предназначен для буровых растворов с высокой концентрацией одновалентных и двухвалентных катионов. При увеличении концентрации FLOGEL LV в буровых растворах наблюдается лишь незначительное увеличение их вязкости.

BOHRAMYL BR. Модифицированный полисахаридный полимер. Предназначен для снижения фильтрации буровых растворов на пресной и морской воде, обладает отличными показателями ферментативной устойчивости. Быстрорастворим во всех типах буровых растворов без комкообразования. Внешний вид – крупнозернистый порошок. Продукт обладает способностью ингибирования глинистых сланцев. Минимальная добавка BOHRAMYL BR составляет 1 % от общего объема бурового раствора.

STABILOSE LV. Карбоксиметилированный полисахаридный полимер.

Является превосходным понизителем фильтрации буровых растворов на пресной и морской воде. Полностью ферментативно устойчив. Быстро растворим во всех типах буровых растворов без комкообразования. Внешний вид – крупнозернистый или мелкозернистый порошок. Устойчив к температурам до 130⁰ С. Требуемое уменьшение фильтрации обычно может быть достигнуто при добавлении от 1 % до 2 % STABILOSE LV.

STABILOSE A. Карбоксиметилированный полисахаридный полимер. Предназначен для контроля фильтрации буровых растворов на водной основе с температурой до 130⁰ С. Ферментально устойчив. Внешний вид – мелкозернистый порошок. Добавка к буровому раствору составляет 1 – 3 %. Экономичная альтернатива низковязким полимерам.

FLOGGEL RD. Специальный полимер на основе крахмала, контролирующий реологию и фильтрацию. Он разработан для использования в комбинации с биополимером (ксантановая смола и склероглюкан). Типичные области применения – бурение, вскрытие продуктивных пластов, заканчивание скважин. FLOGGEL RD – снижает фильтрацию растворов, не загрязняет продуктивный пласт, полностью разлагается под действием слабых кислот и окислителей, устойчив к температуре до 140⁰ С во всех растворах, устойчив к NaCl, KCl и солям кальция, биоразлагаем и нетоксичен.

ПОЛИГУМ – С. Предназначен для обработки пресных, слабо минерализованных и ингибирующих буровых растворов. Применяется в качестве: понизителя фильтрации и одновременно разжижителя (понизителя условной вязкости и структурно-реологических свойств), улучшающего смазочные свойства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам. - Оренбург, 2005. - 663 с. - ISBN – 5 – 88788 – 128 -3.
2. Булатов А. И., Макаренко П. П., Проселков Ю. М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. - М.: Недра, 1999. - 424 с. - ISBN – 5 – 247 – -03812 – 6.
3. Рябченко В. И. Управление свойствами буровых растворов. - М.: Недра, 1990. - 230 с. - ISBN – 5 – 247 – 01239 – 9.
4. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. - М.: Недра, 2002. – 632 с.- ISBN – 5 – 8365 – 0128 – 9.
5. Калинин А. Г. , Ганджумян А. Р., Мессер А. Г. Справочник 44 инженера-технолога по бурению глубоких скважин. - М.: Недра, 2005. - 648 с. - ISBN – 5 – 247 – 03692 – 1.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение А

Основные типы буровых растворов

Тип бурового раствора	Область применения	Параметры
Кальциевые (известковые, меловые и др.)	В глинистых отложениях и аргиллитах для предотвращения набухания пород, осыпей и обвалов	Плотность, г/см ³ = 1,30-2,20; усл. вязкость, с = 40-100; фильтрация, см ³ /30мин= 2-8 СНС ₁ = 7-9 СНС ₁₀ = 15-20 Па, рН = 8,5-9
Хлоркальциевые	Разбуривание неустойчивых аргиллитоподобных отложений	Плотность, г/см ³ = 1,08-2,00; усл. вязкость, с = 25-40; фильтрация, см ³ /30мин= 4-8 СНС ₁ = 1,2-6Па; СНС ₁₀ = 3,6-12 Па; рН = 9-9,5
Известковые с высоким содержанием рН	Разбуривание высококоллаидальных глинистых пород и аргиллитов	Плотность, г/см ³ = 1,08-2,00; усл. вязкость, с = 18-30; фильтрация, см ³ /30мин= 4-8 СНС ₁ = 0,6-2,4Па СНС ₁₀ = 0,9-3,6Па; рН = 11-13
Известковые с низким содержанием рН	Разбуривание глинистых отложений (температурный предел 160°С)	Плотность, г/см ³ = 1,04-2,00; усл. вязкость, с = 25-40; фильтрация, см ³ /30мин= 4-8 СНС ₁ = 1,2-6 Па СНС ₁₀ = 3-9Па; рН = 8,5-9,5
Алюмокалиевые	Разбуривание увлажненных отложений	Плотность, г/см ³ = 1,08-2,00; усл. вязкость, с = 25-40, фильтрация, см ³ /30мин= 4-6 СНС ₁ = 2,7-6 Па СНС ₁₀ = 3-9Па; рН = 9-9,5
Силикатные,	Разбуривание осыпающихся пород (гипсы, ангидриты)	Плотность, г/см ³ = 1,05-2,00; усл. вязкость, с = 20-40, фильтрация, см ³ /30мин= 4-8 СНС ₁ = 0,5-4,5 Па СНС ₁₀ = 2,7-13Па; рН = 8,5-9,5
Гидрофобизирующие	Для предупреждения увлажнения и набухания глинистых пород	Плотность, г/см ³ = 1,04-1,24; усл. вязкость, с = 20-30; фильтрация, см ³ /30мин= 5-8 СНС ₁ = 0,5-5,5 Па СНС ₁₀ = 2,4-9Па; рН = 8-9
Безглинистые полимерсолевые - ББР	Для вскрытия продуктивных пластов	Плотность, г/см ³ = 1,01-1,10; усл. вязкость, с = 25-40; Фильтрация, см ³ /30мин= 1-4 СНС ₁ = 0-1 Па СНС ₁₀ = 1-2Па; рН = 8-9,5
Полисолевой - ПСР	Для разбуривания отложений каменной соли, сильвинита	Плотность, г/см ³ = 1,24-1,25; усл. вязкость, с = 25-40; Фильтрация, см ³ /30мин= 4-6 СНС ₁ = 0-1Па, СНС ₁₀ = 1-2Па; рН=8-9
Хлормagneзиево-фосфатный буровой раствор - ХМФБР	Для разбуривания отложений каменной соли, сильвинита, карналлита	Плотность, г/см ³ = 1,28-1,32; усл. вязкость, с = 25-40; Фильтрация, см ³ /30мин, СНС ₁ = 0-1 Па СНС ₁₀ = 1-2 Па; рН = 8-9,5



МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Старооскольский филиал

федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования

**«Российский государственный геологоразведочный университет имени
Серго Орджоникидзе»
(СОФ МГРИ)**

Кафедра «Прикладной геологии, технологии поисков и разведки МПИ»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине «Очистные агенты»

По теме: «Выбор очистного агента при бурении разведочной
/эксплуатационной скважины на газо/нефте содержащий пласт с
аномально высоким/низким/нормальным давлением»

Студента второго курса
Заочной/очной формы обучения
Направления подготовки:
«Нефтегазовое дело» 21.03.01
Группа: НД.....

Ф.И.О. _____

Преподаватель (руководитель):

Дата регистрации курсового проекта:
--

Оценка:

Подпись преподавателя:

Старый Оскол, 202... г.

Задание

по подготовке курсового проекта по дисциплине

«Очистные агенты»

Выдано студенту гр. ТР..... _____

(Ф.И.О.)

1. Тема работы: «Выбор очистного агента при бурении разведочной/эксплуатационной скважины на газо/нефте содержащий пласт с аномально высоким/низким/нормальным давлением».
2. Тема спецвопроса – Определение типа очистного агента для вскрытия продуктивного горизонта
3. Срок сдачи студентом законченной работы _____
4. Исходные данные к работе:
 - 4.1. Категория скважины: разведочная/эксплуатационная
 - 4.2. Проектная глубина :.....м
 - 4.3. Горно – геологические условия бурения _____

Таблица 1.- горно-геологические условия бурения

Интервал, м			Краткая характеристика горных пород с указанием температуры, давлений – пластовых и гидроразрыва.	Интервалы, виды и характеристика осложнений
от	до	всего		

Руководитель работы: Ст. преподаватель

С.Г. Мелентьев

Учебное издание

Сергей Григорьевич Мелентьев

Методические рекомендации

Компьютерная верстка Мелентьев С.Г.

Подписано в печать __.__.2022

Формат 60×90 1/16

изд.л.2,0

Рег. №

Бумага офсетная

Печать офсетная

Тираж 100 экз.

Уч.-

Заказ

Отпечатано с авторского оригинала в редакционно-издательском отделе

СОФ МГРИ

Старый Оскол, ул. Ленина 14/13