

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ ОСЛОЖНЁННОГО ИНТЕРВАЛА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЮЖНОЕ

Мостовой В. А.

ООО «РН - Северная нефть», vlad11pk@gmail.com

Объектом исследования в статье являются осложнённые интервалы бурения скважины Южного месторождения с целью обоснования выбора бурового раствора. Приведены следующие сведения и расчёты, необходимые при обосновании выбора бурового раствора для бурения осложнённого интервала: выбор состава бурового раствора по интервалам глубин; выбор показателей свойств промывочной жидкости по интервалам глубин; расчёт материалов и химических реагентов для приготовления бурового раствора. В статье использованы геолого-технические данные проекта бурения вертикальных скважин на Южном месторождении ОАО «Юганскнефтегаз».

Ключевые слова: обоснование выбора бурового раствора; бурение осложнённого интервала; общие сведения о буровых промывочных жидкостях; обоснования выбора типа промывочной жидкости по интервалам глубин; выбор состава бурового раствора по интервалам глубин; выбор показателей свойств промывочной жидкости по интервалам глубин; расчёт материалов и химических реагентов для приготовления бурового раствора.

1. Характеристика района работ

Южное месторождение расположено на юге Еловского района Пермского края. Месторождение открыто в 1971 году в результате поисково-разведочных работ на Андреевской разведочной площади. Промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях девонского (пласты D_{2-a} , D_1 , D_0) и ниже-средневизейского (пласты M_{l2} , M_{l1}) возрастов (рисунок 1).



Рисунок 1 – Граница территории Южного месторождения

2. Расчёт конструкции скважины

Конструкция скважины зависит от способа бурения, геологических условий, дебита и динамического уровня, а также от обеспечения зоны санитарной охраны.

Для каждой сооружаемой скважины составляют индивидуальный проект. Стержнем проекта скважины является её конструкция.

При составлении конструкции скважины её глубина определяется местоположением кровли и глубиной вскрытия продуктивного горизонта.

Если мощность продуктивного горизонта небольшая, то его следует вскрыть полностью и пробурить до водоупора с целью размещения отстойника фильтра. Если мощность горизонта большая, то приемная часть скважины должна находиться в интервале максимальной проницаемости пласта. Интервал максимальной проницаемости пласта определяют при помощи геофизических исследований.

Конструкцию скважины разрабатывают и уточняют в соответствии с конкретными геологическими условиями бурения в заданном районе. Она должна обеспечить выполнение поставленной задачи, т.е. достижение запроектированной глубины и выполнение всего намеченного комплекса исследований и работ в скважине.

Конструкция скважины зависит от степени изученности геологического разреза, способа бурения, назначения скважины, способа вскрытия продуктивного горизонта и других факторов. При её разработке необходимо учитывать требования по охране недр и защите окружающей среды.

Определяющими факторами являются допустимая протяженность интервалов, где возможно бурение без крепления, и конечный диаметр ствола скважины или рекомендуемый диаметр последней (эксплуатационной) колонны.

Заканчивание скважин предусмотрено по двум вариантам:

1) спуск щелевого, проволочного хвостовика с подвеской его в эксплуатационной колонне с операцией цементирования, с возможным применением заколонных пакеров для дополнительной изоляции отдельных интервалов;

2) спуск щелевого, проволочного хвостовика с подвеской его в эксплуатационной колонне без операции цементирования с применением заколонных пакеров.

Оба способа заканчивания обеспечивают первичное и вторичное вскрытие продуктивного пласта без загрязнения коллектора.

Конструкция скважин проектируется на основании анализа литологических особенностей горных пород, совмещённого графика давлений (рисунок 2), анализа ожидаемых осложнений в скважинах с учетом требований нормативно-технической документации, технологических регламентов, нормативных документов и опыта строительства скважин в сходных геологических условиях.

В разрезе проектируемой скважины присутствуют горизонты с аномально-высокими пластовыми давлениями, в связи с чем геологический разрез разбит на несколько областей совместимых условий бурения.

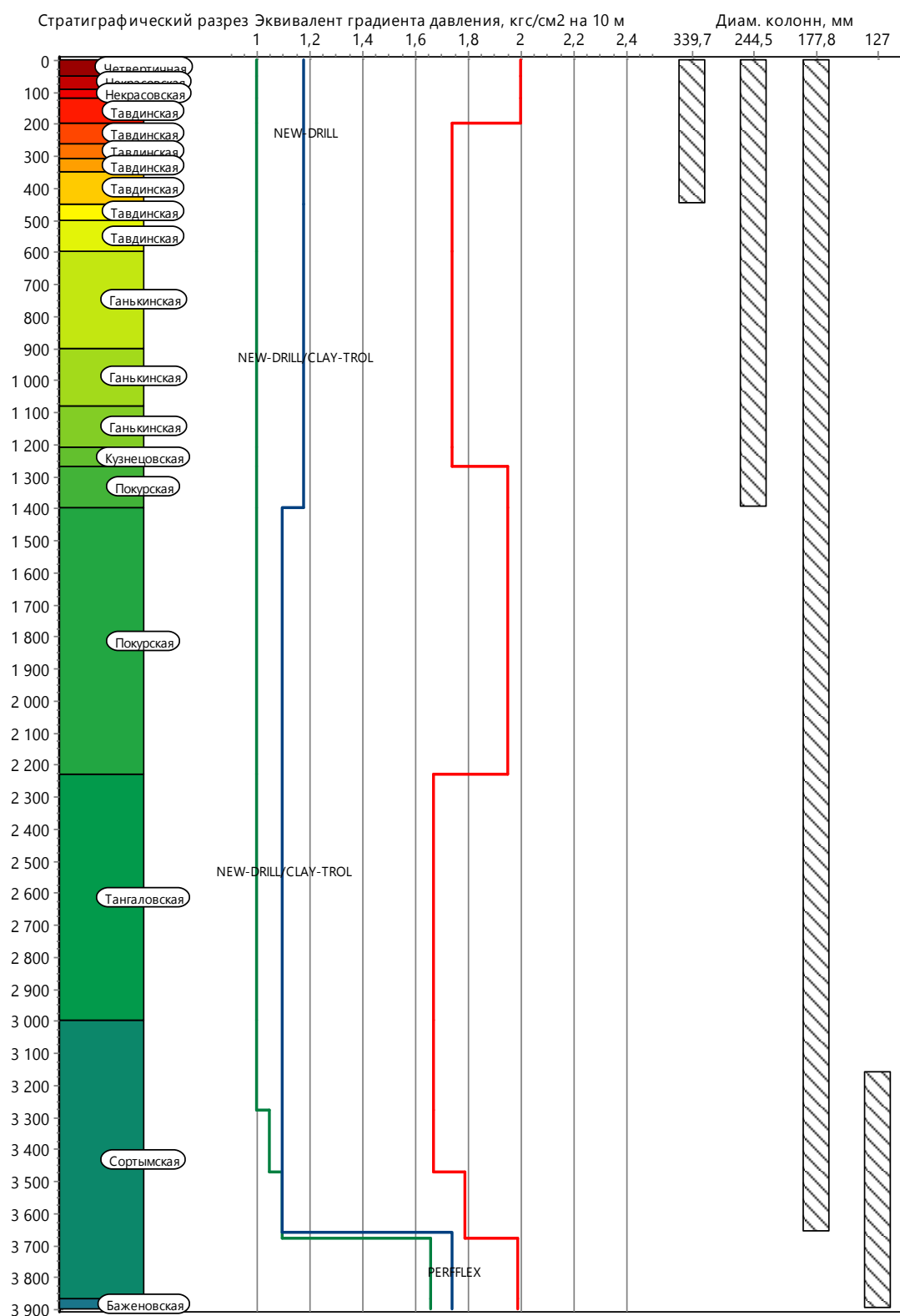


Рисунок 2 – График совмещённых давлений

Наличие многолетнемёрзлых пород, газоводонасыщенных пластов в разрезе проектируемой скважины обуславливают производить выбор конструкции с учётом этих особенностей.

Выбор конструкции скважины осуществляется исходя из решаемых ею задач, с учетом требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Для безаварийной проводки скважины необходимо использовать конструкцию, которая может гарантировать:

- бурение скважины до проектной глубины;
- охрану недр надёжным разобщением флюидосодержащих горизонтов друг от друга по всей высоте сооружаемого ствола, предотвращая образование техногенных залежей и неконтролируемых сообщений с дневной поверхностью;
- получение максимальной геолого-геофизической информации о вскрываемом разрезе скважины, наиболее полное определение коллекторско-емкостных свойств и гидродинамической характеристики продуктивных пластов;
- минимальное отрицательное воздействие на перспективные пласты;
- соблюдение правил промышленной безопасности работ, стандартов по охране недр и окружающей природной среды.

В районах многолетнемерзлых горных пород к конструкциям скважин предъявляются дополнительные требования:

- 1) Толщина мёрзлых пород перекрывается полностью.
- 2) Глубина спуска кондуктора должна исключать гидравлический разрыв горных пород у башмака при герметизации устья скважины в случае нефтегазопроявлений.
- 3) Для успешной проводки скважины после перекрытия мёрзлых пород и последующей эксплуатации тепловое воздействие её на породы с отрицательной температурой необходимо свести к минимуму.

При бурении скважины промывочная жидкость с температурой выше 1 °С растапливает лёд – цемент мёрзлой породы. В результате в интервалах мёрзлых пород, сложенных рыхлыми разностями, сцементированными льдом, образуются каверны. Наличие этих каверн значительно усложняет процесс цементирования кондукторов.

Принимая во внимание геологические особенности разреза, а также проектируемый комплекс исследований предусматривается следующая конструкция скважины:

1. *Направление* – для крепления верхнего интервала, сложенного неустойчивыми отложениями; предназначено для предотвращения размыва устья скважины. Спускается на глубину от 0-30 м с целью предотвращения осыпей и обвалов в Казанском ярусе на глубине от 0-132 м и предотвращает размывание устья при циркуляции бурового раствора. Диаметр колонны выбираем 324 мм, толщина стенки 8,5 мм, диаметр долота 393,7 мм.

2. *Кондуктор* – для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения, установки на устье противовыбросового оборудования, а также для подвески последующих обсадных колонн. Спускается на глубину от 0-450 м для предотвращения осыпей и обвалов в Казанском ярусе и начало поглощения в Уфимском ярусе на глубине 132 м. Диаметр колонны выбираем 244,5 мм, толщина стенки 7,8 мм, диаметр долота 295,3 мм.

3. *Техническая колонна* диаметром 177,8 мм спускается в интервале 450-3865 м и предназначена для проведения испытаний перспективных объектов в скважине. Диаметр применяемых долот – 215,9 мм. Цементируется в интервале 1390-3856 м по вертикали тампонажным раствором плотностью 1850 кг/м³ (цемент ЦТРС-100).

4. *Эксплуатационная колонна («хвостовик»)* – служит для крепления и разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других горизонтов геологического разреза скважины. Предназначена для извлечения нефти или газа на поверхность любыми известными способами. Спускается на глубину от 3200-3856 м для предотвращения осложнений и для подъёма нефти и газа от забоя к устью скважины или для нагнетания воды (газа) в продуктивный пласт с целью поддержания давления в нём. Диаметр колонны выбираем 127 мм, толщина стенки 8,9 мм, диаметр долота 144 мм. Бурение ведётся до глубины 3856 м, диаметром долота 144 мм.

В таблице 1 приведены основные характеристики конструкции скважины.

Таблица 1 – Основные характеристики конструкции скважины

Наименование	Диаметр обсадных колон, мм	Диаметр долот, мм	Интервал цементирования, м	Глубина спуска, м
Направление	339,7	393,7	30	30
Кондуктор	244,5	295,3	450	450
Техническая колонна	177,8	215,9	1390	3856
Эксплуатационная колонна («хвостовик»)	127	144	3200-3856 (по вертикали)	3200-3856

3. Общие сведения о буровых промывочных жидкостях

Буровые растворы, в том числе и химические реагенты в пределах применяемых концентраций, не должны вызывать отрицательного воздействия на окружающую среду (почвы, поверхностные и подземные воды, растительный и животный мир, атмосферный воздух). Отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ), буровой шлам (БШ) также должны быть нетоксичными или малотоксичными, а при необходимости, должны быть обезврежены и вывезены на специальный полигон для утилизации, находящийся за пределами природоохранных зон.

Помимо экологических требований, к буровому раствору предъявляются и технологические требования, такие, как создание условий для бурения всего ствола скважины без осложнений, минимальное повреждение продуктивных пластов и высокие технико-экономические показатели.

В процессе бурения нарушается равновесие пород, слагающих стенки скважин.

Устойчивость стенок зависит от исходных прочностных характеристик горных пород, их изменения во времени под действием различных факторов. Большая роль здесь принадлежит процессу промывки и промывочному агенту.

Основная задача промывки – обеспечение эффективного процесса бурения скважин, она включает в себя сохранение, как устойчивости стенок скважин, так и керна.

В условиях, когда нарушена целостность породы, большую роль играет горное давление. В пристволенной части скважины оно проявляется как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении. Боковое давление является следствием вертикального и вызывает касательные напряжения, способствующие выпучиванию пород, сужению ствола и обвалообразованию. Величина касательных напряжений зависит не только от горного давления, но и от давления промывочной жидкости.

В бурении горное давление всегда превышает гидростатическое столба промывочной жидкости в скважине и способствует разрушению стенок скважины, если прочность самой породы недостаточна или значительно ослаблена в результате воздействия промывочной жидкости. Наиболее интенсивна деформация породы непосредственно у стенок скважины, где боковое давление не уравновешивается гидростатическим и силами сцепления горной породы. Характер изменения сил сцепления в породе обусловлен геолого-минералогическими особенностями горной породы и её взаимодействием с промывочной жидкостью, главным образом физико-химическим.

Физико-химическое воздействие жидкости на горную породу проявляется в трёх основных формах:

- 1) активное воздействие, основанное на процессах гидратации, диссоциации, ионообмена и химических превращений;
- 2) адсорбционное воздействие;
- 3) осмотическое воздействие.

Основное отрицательное влияние промывочной жидкости на прочность горных пород сводится к физико-химическим изменениям в структуре пород под действием фильтрата.

Действие фильтрата сопровождается диспергацией глинистой составляющей породы, набуханием, капиллярным и динамическим расклиниванием. На

контакте промывочной жидкости со стенками скважины происходит химическое растворение, выщелачивание, гидромеханическое разрушение породы. Процесс усиливается механическим воздействием бурильной колонны на стенки скважин.

Характер и скорость ослабления связей между частицами горных пород при бурении с промывкой во многом зависят от наличия естественных нарушений сплошности породы (пористости, трещиноватости).

С одной стороны, они сами являются источником уменьшения механической прочности породы и способствуют её смачиванию. В местах нарушения движется фильтрат, и возникают капиллярные силы.

С другой стороны, наличие нарушений является условием образования фильтрационной корки из частиц твёрдой фазы промывочного агента, способствующей повышению устойчивости породы.

Важный фактор устойчивости горной породы – её естественная влажность. Даже при незначительном увлажнении пород глубина их устойчивого залегания резко уменьшается. При полном водонасыщении прочность, например, плотных глин и глинистых сланцев, снижается в 2-10 раз. Большое значение для устойчивости стенок скважин имеет и физико-химический состав жидкостей, насыщающих породу.

Пластовая жидкость оказывает химическое воздействие на горную породу, усиливающееся при вскрытии пласта, она же является предпосылкой диффузии и осмоса.

Если в скважине промывочная жидкость будет более минерализованной, чем пластовая вода, то процесс осмоса не повлияет на целостность породы, так как не произойдёт обновления среды и увеличения количества жидкости в порах породы.

Скорость отделения частиц породы в процессе разрушения стенок скважин зависит от величины давления столба промывочной жидкости, а также гидромеханического воздействия жидкости в процессе циркуляции. Однако существенное положительное воздействие давления столба промывочной жидкости на обваливающиеся породы будет только при предельно ограниченном поступле-

нии фильтрата в пласт или её физико-химическом упрочняющем действии на породу. В пластичных (ползучих) породах рост противодавления промывочной жидкости существенно затрудняет развитие сужений ствола в основном вследствие физико-химического взаимодействия промывочной жидкости с породами, слагающими стенки скважин.

Выделяются следующие виды нарушений целостности стенок скважин в результате взаимодействия промывочной жидкости с горными породами:

- обвалы (осыпи);
- набухание;
- пластичное течение (ползучесть);
- химическое растворение;
- размыв.

Устойчивость горных пород во многом связана с обеспечением непрерывной циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения при наличии в геологическом разрезе проницаемых горных пород.

Чаще всего в практике разведочного колонкового бурения такие проницаемые зоны представлены водоносными пластами. В зависимости от пластового давления и применяемого промывочного агента могут происходить поглощение промывочной жидкости, водопроявление, неустойчивая циркуляция. Поглощение промывочной жидкости удорожает, а подчас делает невозможным бурение скважины. Водопроявление ухудшает качество промывочной жидкости в процессе циркуляции, приводит к дополнительному экологическому загрязнению. Неустойчивая циркуляция осложняет технологию бурения, поддержание качества жидкости, её регулирование.

Поглощения делятся на *частичные* и *полные*. Проницаемые зоны классифицируются по величине коэффициента, характеризующего проницаемость зоны в процессе бурения. Проницаемые зоны, представленные неустойчивыми, тонкотрещиноватыми или пористыми породами, изолируются частицами твёрдой фазы промывочной жидкости в процессе бурения скважин. Потеря промывочного агента здесь сводится к объёму, отфильтровавшемуся в процессе формирования корки.

Однако если бурение скважины ведётся на жидкое или газообразное полезное ископаемое, то ставится задача сохранения проницаемости пласта и роль промывочного агента усложняется.

Соотношение давлений столба промывочной жидкости и пластового (порового) определяет величину дифференциального давления в скважине, которое играет важную роль не только в сохранении стенок скважины, но и в процессе разрушения породы на забое и прихватах бурового инструмента.

В процессе бурения буровой раствор взаимодействует с разбуриваемыми породами, пластовыми водами, подвергается воздействию механических нагрузок, температуры, давления, атмосферного воздуха, осадков. В нем происходят внутренние процессы, связанные с ослаблением электрических зарядов на частицах и старением составляющих компонентов. Все это приводит к ухудшению свойств раствора, он теряет способность выполнять необходимые функции. В процессе бурения требуется восстанавливать и поддерживать его необходимые свойства.

Нередко чередование пород в геологическом разрезе вызывает необходимость в изменении некоторых функций бурового раствора.

Таким образом, необходимость в регулировании свойств бурового раствора возникает в следующих случаях:

- 1) при приготовлении - для получения раствора с заданными свойствами;
- 2) в процессе бурения – для поддержания требуемых функций;
- 3) в процессе бурения – для изменения параметров применительно к изменяющимся геологическим условиям.

Свойства бурового раствора регулируют:

- химической обработкой (путём введения специальных веществ – реагентов);
- физическими методами (разбавление, концентрирование, диспергация, утяжеление, введение наполнителей);
- физико-химическими методами (комбинация перечисленных методов).

Для того чтобы буровые растворы в процессе бурения скважины выполняли требуемые функции, необходимо выбирать основные материалы для их приготовления, специально обрабатывать с помощью химических реагентов, вводить вещества, предназначенные для регулирования их свойств, и т.д.

Требования к методам измерения свойств буровых растворов:

1) Измеряемые параметры должны быть общепринятыми, обязательными для всех организаций и предприятий бурения, иначе невозможно создать рекомендации по регулированию параметров в разных районах.

2) Методы измерения параметров должны быть едиными, в противном случае невозможно сравнивать характеристики буровых растворов, используемых в различных районах.

3) Методы измерения должны быть доступными для применения непосредственно у бурящихся скважин, так как может быть нарушена оперативность регулирования их, а, следовательно, и технология бурения.

4) Принятые методы должны быть оперативными: продолжительность измерения параметров должна быть меньшей, чем время, в течение которого может измениться состояние бурящейся скважины, иначе в скважине могут возникнуть осложнения раньше, чем будет отмечено несоответствие параметров требованиям.

5) В принятых методах необходимо предусматривать такие способы отбора проб циркулирующего раствора и такие способы измерения, которые обеспечат:

- получение характеристик, соответствующих характеристикам жидкости, циркулирующей в скважине и осуществляющей необходимые функции;
- наиболее правильно измерять их при тех же температуре и давлении, которые соответствуют данной глубине скважины;
- строгое соответствие осуществить практически невозможно, поэтому процессы измерения параметров, отображающих отдельные функции или группы функций бурового раствора, условно моделируют поведение бурового раствора в скважине.

Чем ближе эти модели к оригиналу, т.е. к условиям, в которых находится раствор в скважине, тем правильнее характеризуются его свойства.

Плотность буровых растворов для интервалов совместимых условий бурения рассчитывается исходя из условий сохранения устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины, а в интервалах содержащих напорные пласты – создания столбом раствора гидростатического давления на забой, предотвращающего поступление пластового флюида в ствол скважины.

В соответствии с ПБ 08-624-03 рассчитывается минимально допустимая плотность бурового раствора из условия создания столбом раствора гидростатического давления на забой скважины при вскрытии продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

- 10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
- 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

Максимально допустимая плотность бурового раствора рассчитывается из условия – противодействие на горизонты не должно превышать пластовые давления на 1,5 МПа для скважин глубиной до 1200 м и 2,5-3,0 МПа для более глубоких скважин.

Интервалы бурения под направление 339,7 мм (0-30 м) и удлинённый кондуктор 244,5 мм (30-450 м) являются зонами совместимых условий бурения, коэффициент аномальности равен 1,0.

Для интервала 0-450 м принимаем плотность бурового раствора 1,16 г/см³ для предотвращения возможных осыпей и обвалов.

Бурение под эксплуатационную колонну («хвостовик») в интервале 3200-3856 м при отсутствии продуктивных нефтяных пластов производится буровым раствором плотностью 1,14 г/см³ для предотвращения возможных осыпей и обвалов. Расчётная плотность бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну в интервале 3200-3856 м – 1,26 г/см³. При бурении в этом интервале принимается плотность бурового раствора 1,26 г/см³, репрессия на вскрываемые продуктивные пласты при этом составит 1,265-1,647 МПа.

Постоянный долив во время подъёма через доливную емкость с контролем уровня в затрубном пространстве является обязательным условием, не допускается снижение уровня в скважине более чем:

- при бурении под техническую колонну – на 154,0 м;
- при бурении под эксплуатационную колонну («хвостовик») – на 1,0 м.

4. Обоснования выбора типа промывочной жидкости по интервалам глубин

1. При бурении под направление от 0 до 30 м выбираем буровой раствор, который должен удовлетворять следующим требованиям:

- предотвращать обвалы в Казанском ярусе на глубине с 3 до 31 м;
- предотвращать размыв стенок скважины, создавать противодействие на пласты.

Следовательно, в качестве промывочной жидкости выбираем глинистый раствор, так как он глинизирует стенки скважины, образуя тонкую плотную корку, которая препятствует проникновению фильтрата в пласты. Плотность и вязкость глинистых растворов таковы, что они удерживают шлам разбуренной породы даже в покое, предотвращая его оседание на забой при перерывах в промывке.

Утяжелённые глинистые растворы, создавая большое противодействие на пласты, предупреждают проникновение пластовых вод, нефти и газа в скважину и открытое фонтанирование при бурении.

2. При бурении под кондуктор от 30 до 450 м бурение вести на ЕВС, так как наиболее доступная и дешёвая промывочная жидкость. Имея малую вязкость, она легко прокачивается, хорошо удаляет шлам с забоя скважины и лучше, чем другие жидкости, охлаждает долото. Также в этом ярусе может начаться поглощение, для его ликвидации можно применить различные пакеры или профильные перекрыватели для изоляции этих зон.

При бурении в зоне с наиболее интенсивными осложнениями, такими как

поглощение, осыпи и обвалы, водопроявление с глубины 450 по 1390 м в качестве промывочной жидкости предложен ПАВ, потому что он наиболее подходит для создания противодействия на Веревейский горизонт, предотвращения намокания, засорения стенок скважины, предотвращения набухания пород, чувствительных к воде.

3. При вскрытии продуктивного пласта раствор должен удовлетворять следующим требованиям, предотвращать обвалы в угленосном горизонте на глубине от 3200 до 3856 м, чтобы проницаемость коллектора была сохранена и призабойная зона не загрязнялась жидкой и твердой фазами бурового раствора. Вскрытие продуктивного пласта лучше вести на полимерном растворе, так как установлено, что он сохраняет коллекторские свойства продуктивного пласта, обеспечивает качественную очистку ствола скважины от выбуренной породы, устойчивость стенок скважины, бурение без осложнений мощных глинистых интервалов.

При бурении открытого ствола переходим на нефть, так как нефть предотвращает засорение продуктивной залежи и сохраняет коллекторские свойства.

5. Выбор состава бурового раствора по интервалам глубин

Буровые растворы представляют собой многокомпонентные дисперсные системы, в которых каждый компонент выполняет определенные функции.

Обязательным компонентом бурового раствора является дисперсионная среда, обеспечивающая подвижность раствора.

Чтобы ограничить потерю дисперсионной среды за счёт фильтрации в проницаемые породы, буровой раствор должен иметь в своём составе компонент, образующий малопроницаемую фильтрационную корку.

Исключением из этого правила, может быть, случай применения воды в качестве промывочной жидкости при неограниченном водоснабжении или при разбуривании непроницаемых пород.

Установлено, что коркообразующим компонентом в буровых растворах служат частицы твёрдой и капельки жидкой дисперсной фазы, окружённые за-

щитной оболочкой.

Принято считать, что для того, чтобы буровой раствор, заполняющий скважину и наземную циркуляционную систему, сохранял седиментационную устойчивость, необходимо иметь в его составе компонент, обеспечивающий тиксотропное структурообразование.

Структурообразующим компонентом в буровых растворах служат частицы твёрдой дисперсной фазы, органические молекулы с большой молекулярной массой.

Дисперсионная среда, твёрдая корко- и структурообразующая дисперсная фаза составляют основу подавляющего большинства промывочных жидкостей.

Помимо компонентов, составляющих основу промывочной жидкости, в её состав обычно входят реагенты и добавки, придающие буровому раствору необходимые свойства.

Для вскрытия продуктивного пласта применяются специальные растворы для сохранения коллекторских свойств.

При этом буровые растворы на углеводородной основе относительно стабильны.

Причиной этого является либо недостаточная разработанность таких систем, либо ограниченность ассортимента реагентов и добавок для них.

В рассматриваемых осложнённых геологических условиях Южного месторождения принято следующее:

1) Для разбуривания интервала 0-30 м используем глинистый раствор. В состав глинистого раствора входят следующие компоненты:

- бентонит;
- КМЦ-600;
- вода;
- сульфит натрия (Na_2SO_3).

Бентонит – раствор глинизирует стенки скважины, покрывая их плотной тонкой коркой, препятствующей проникновению в пласты фильтрата. Утяжёлённый буровой раствор предупреждает проникновение пластовых вод, а также

нефти и газа в скважину, что исключает открытое фонтанирование при бурении. Качественная буровая смесь позволяет избежать возможных неприятных инцидентов при работе и ускоряет процесс бурения.

КМЦ-600 (карбоксилметилцеллюлоза-600) представляет собой рассыпающееся белое или слегка кремовое волокнистое вещество, относительно медленно растворяющееся в воде с образованием вязкого коллоидного раствора.

Назначение низковязкой КМЦ – снижение водоотдачи буровых растворов средней минерализации при температуре 130-140 °С.

Высоковязкая КМЦ обладает способностью снижать водоотдачу буровых растворов вплоть до насыщения их хлористым натрием.

2) Для разбуривания интервала под техническую колонну (1390-3856 м) используем буровой раствор, обработанный поверхностно-активными веществами. Он обладает способностью создавать противодействие на горизонт, предотвращает намокание стенок, засорения стенок скважины, предотвращение набухания пород, чувствительных к воде.

3) Для разбуривания интервала под эксплуатационную колонну («хвостовик») 3200 м до 3856 м используем полимерно-меловой раствор (ПМР).

В состав полимерно-мелового раствора (ПМР) будут входить следующие компоненты: вода; мел; углещелочной реагент (УЩР); конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ); полимер.

Рассмотрим компоненты ПМР более подробно.

5.1. Углещелочной реагент (УЩР) – применяют для снижения водоотдачи, вязкости и СНС промывочных жидкостей.

Недостатками УЩР является чувствительность обработанных им промывочных жидкостей к действию агрессивных электролитов – ионов многовалентных металлов; при повышенной минерализации среды может возрасти водоотдача и даже выпадать твёрдая фаза. Кроме того, растворы, обработанные УЩР, повышают липкость корок на стенках скважины. При небольших концентрациях уменьшает вязкость глинистых растворов, уменьшает водоотдачу, повышает стабильность и вязкость, снижает статическое напряжение сдвига глинистого

раствора. УЩР не следует применять для обработки глинистых растворов в условиях сильных осыпей и высокой минерализации, так как при этом чрезмерно возрастает вязкость.

Добавка углещелочного реагента (УЩР), содержащего 15 г угля и 2 г NaOH на 100 см³ воды, приводит к снижению скорости коррозии, как стали, так и алюминиевых сплавов.

5.2. Конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ) – предназначена для снижения фильтрации растворов различных типов (известковых, хлоркальциевых), а также минерализованных. При высокой забойной температуре в пресных водах обеспечивает поддержание низкой водоотдачи. При обработках совместим с другими реагентами. В зависимости от минерализации и температуры добавка КССБ изменяется от 1 до 3 % (в пересчёте на сухой продукт).

6. Выбор показателей свойств промывочной жидкости по интервалам глубин

6.1. Углещелочной реагент – выпускается в виде порошка тёмно-бурового цвета с влажностью 25 %, плотностью 1,2-1,3 г/см³, насыпанной массой 0,6-0,7 г/см³, при этом суспензия 10 %-ного бентонита, обработанная 5 % УЩР (на сух.), должна иметь фильтрацию не более 8 см³.

УЩР обладает многофункциональными свойствами: является интенсивным пептизатором глинистой фазы, понизителем фильтрации и вязкости, эмульгатором и регулятором pH.

Экспериментальная термостойкость УЩР при снижении фильтрации пресных растворов составляет до 200 °С при его добавке до 5 % (сух.), а реальная – до 120 °С, так как в фильтрате почти всегда имеются различные соли от 0,1 до 0,5 %.

Снижение эффективности УЩР в этих условиях объясняется в основном коагуляцией гуматов из-за воздействия солей NaCl, технологически обоснованная добавка которого в пресные растворы и с минерализацией не более 1 % NaCl

составляет от 2 до 4 % при температуре от 120 до 80 °С. При большем содержании таких солей (до 3 % NaCl) реагент малоэффективен, а при наличии солей кальция и магния полностью теряются его стабилизирующие и разжижающие свойства вследствие образования солей этих металлов, плохо растворимых в воде.

При производстве гранулированного гуматного реагента, полученного по жидкофазному способу, он более устойчив к солям Ca^{2+} (до 0,1 %), чем УЦР, произведённый по классической технологии.

Для повышения термостойкости УЦР в буровой раствор добавляются 0,05-0,25 % хроматов и бихроматов Na или K (только при температуре более 70 °С), при этом повышается порог коагуляции от воздействия солей, однако СНС остаётся близким к нулю и для его повышения нужно вводить бентонит. Температура влияет и на свойства УЦР.

Так, при 15 °С содержание гуминовых веществ в жидком УЦР составляет всего 1,31 %, а при 30 °С 2,43 %. Поэтому на буровых в случае низкой неэффективности жидкого УЦР его растворение производится в подогретой воде, а для более полной растворимости и вытяжки гуминовых кислот добавляются кальцинированная и каустическая сода.

6.2. КССБ:

- | | |
|--|----------|
| • массовая доля воды, не более | 10,0 %; |
| • растворимость, не менее | 90,0 %; |
| • водородный показатель (pH) 1 %-ного водного раствора | 7,0-9,0; |
| • величина снижения фильтрации, не менее | 50,0 %. |

7. Расчёт материалов и химических реагентов для приготовления бурового раствора

Геологический разрез Южного месторождения, сложен в основном устойчивыми горными породами поэтому, до продуктивного горизонта в качестве буровой жидкости можно применить естественную техническую воду (ЕВС).

Для улучшения качества буровые растворы обрабатывают химическими реагентами.

По влиянию на структурно-вязкостные свойства и показатель фильтраций все реагенты, добавляемые к буровому раствору, принято разделять на три группы:

1) реагенты-стабилизаторы: к этой группе относятся поверхностно-активные вещества, которые дают с водой гидрофильные коллоидные растворы;

2) реагенты-структурообразователи: к ним относятся все щелочные электролиты – кальцинированная сода, некоторые фосфаты, силикат натрия (жидкое стекло), а также едкий натрий;

3) реагенты-коагуляторы: к этой группе относятся нейтральные или кислые соли или кислоты (сульфаты натрия, кальция, магния и др.).

В интервале от 30 до 1390 м применяется техническая вода, так как она обуславливает значительное уменьшение гидравлических сопротивлений, что способствует повышению расхода жидкости и улучшению работы бурового оборудования и инструмента.

С глубины 1390 до 3856 м с целью качественного вскрытия продуктивного горизонта и создания достаточного противодавления на него, а также для предотвращения обваливания неустойчивых пород в качестве буровой жидкости применяем современный полимермеловой раствор, способный образовывать малопроницаемую фильтрационную корку в отложениях коллекторов, удерживать во взвешенном состоянии частицы утяжелителя и выбуренной породы, регулировать структурно-механические и фильтрационные показатели.

Рассмотрим основные виды применяемых полимермеловых растворов:

7.1. Полимер для глины UNI-PHRA – высококачественный компонент бурового раствора на водной основе, предназначенная для ингибирования активных грунтов (глины) путём инкапсуляции и изолировании глинистых частиц друг от друга.

Основные физические и химические свойства:

- внешний вид: зернистый;
- цвет, запах: белый, легкий специфический запах;
- растворимость: полностью растворимый в воде;

- относительная плотность: 1,25-1,40 г/см³;
- pH 1 %-ного раствора: 8-9.

Область применения: обладает ярко выраженными инкапсулирующими свойствами, позволяющие производить работы ГНБ без осложнений (образование «сальника», дифференциальный прихват бурового инструмента и пр.) в активных грунтах (глина).

Реагент можно использовать в безглинистых или малоглинистых буровых растворах в качестве ингибитора и загустителя.

Преимущества:

- обеспечивает высокий уровень инкапсуляции глинистых частиц (ингибирующее свойство);
- обеспечивает стабильность стенок скважины (в глине);
- предотвращает образование «сальника»;
- не теряет эффективность при работе в солёной воде;
- не токсичен;
- обладает смазывающим свойством.

Ограничения:

- эффективность снижается при высокой жёсткости;
- является загустителем, но не улучшает реологию раствора.

Упаковка и хранение:

UNI-PHRA упаковывается в многослойные бумажные мешки по 25 кг.

Рекомендуется хранить в сухом и прохладном месте.

7.2. Биополимер UNI-VIS – высокоочищенный биополимер с высокой молекулярной массой. Является компонентом-загустителем, регулирующий реологию бурового раствора на водной основе.

Основные физические и химические свойства:

- внешний вид: порошок;
- цвет: кремовый;
- запах: слабый (неотчетливый);

- растворимость: полностью растворимый в воде;
- относительная плотность: 1,5 г/см³ при температуре 20 °С.

Область применения: UNI-VIS не только обеспечивает буровой раствор высокими реологическими показателями (ПВ, ДНС, СНС), но и в отличие от других видов загустителей придаёт раствору уникальное свойство «обратной вязкости» – при высоких скоростях течения раствор имеет низкую эффективную вязкость, а при низких скоростях течения – вязкость увеличивается до максимального значения. Рекомендуется применять при бурении в несвязных грунтах (песок, гравий).

Преимущества:

- даже при небольших концентрациях значительно улучшает реологию бурового раствора;
- уникальное свойство «обратной вязкости»;
- высокая эффективность;
- не теряет эффективность при работе в соленой воде;
- не токсичен.

Ограничения:

- эффективность снижается при высокой щелочности и жесткости.

Упаковка и хранение:

UNI-VIS упаковывается в многослойные бумажные мешки по 25 кг.

Рекомендуется хранить в сухом и прохладном месте.

7.3. Полимер для песка UNI-PAC – модифицированная полианионная целлюлоза высшего качества, предназначенная для регулирования уровня фильтрации бурового раствора на водной основе.

Основные физические и химические свойства:

- внешний вид: порошок;
- цвет, запах: белый, без характерного запаха;
- растворимость: полностью растворимый в воде;
- относительная плотность: 1,5 г/см³ при температуре 25 °С;

- молекулярная масса: не менее 15000;
- рН 1 %-ного раствора: 6,5-8,5.

Область применения:

Снижает водоотдачу бурового раствора и формирует тонкую, эластичную и водопроницаемую фильтрационную корку, что в совокупности предотвращает проникновения фильтрата в пласт и снижает вероятность возникновения дифференциального прихвата бурового инструмента. Рекомендуется использовать при бурении в несвязных грунтах (песок, гравий).

Преимущества:

- даже при небольших концентрациях заметно снижает уровень фильтрации;
- в незначительной степени улучшает реологию;
- высокая эффективность в широком диапазоне рН;
- не теряет эффективность при работе в солёной воде;
- не токсичен;
- обладает ингибирующим свойством.

Ограничения:

- эффективность снижается при высокой жёсткости.

Упаковка и хранение:

- UNI-PAC упаковывается в многослойные бумажные мешки по 25 кг.

Рекомендуется хранить в сухом и прохладном месте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Техничко-экономическое обоснование освоения Южного месторождения. – Пермь: ПермНИИИП, 2009.
2. Отчёты по повышению нефтеотдачи пластов на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» за 1999-2011 гг. – Нефтеюганск.
3. Инструкция по охране окружающей среды по предприятию ООО «Пермнефть - Хантос» от 19.01.2011 г.
4. Проектная документация на строительство эксплуатационных скважин на Южном месторождении. – Пермь, 2011.
5. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.

6. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
8. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
9. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
10. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика: справочное пособие в 2 книгах. – М.: Издательство «Недра», 2014. – Т. 1-2.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
13. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
14. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
15. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М.: Издательство «Недра», 1990. – 230 с.
16. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: «Летопись», 2005. – 664 с.
17. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
18. Третяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск: Лик, 2014. – 374 с.
19. Батыров М.И., Руденко С.И., Савенок О.В. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2019. – № 1. – С. 297-315.
20. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 97-103.
21. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 162-165.
22. Макарова Я.А., Егорова А.С. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 166-169.
23. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 170-176.

24. Мойса Ю.Н., Снегирев С.Н., Зозуля В.В. Сравнение буровых растворов на различных глинопорошках для бурения методом ННБ // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 181-186.
25. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 202-205.
26. Булатов А.И., Савенко О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 2014620266. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.

REFERENCES

1. Tekhniko-ekonomicheskoe obosnovanie osvoeniya YUzhnogo mestorozhdeniya. – Perm': Perm-NIINP, 2009.
2. Otchyoty po povysheniyu nefteotdachi plastov na mestorozhdeniyah OAO «YUganskneftegaz» za 1999-2011 gg. – Nefteyugansk.
3. Instrukciya po ohrane okruzhayushchej sredy po predpriyatiyu ООО «Perm'neft' - Hantos» ot 19.01.2011 g.
4. Proektnaya dokumentaciya na stroitel'stvo ekspluatacionnyh skvazhin na YUzhnom mestorozhdenii. – Perm', 2011.
5. Bulatov A.I., Proselkov YU.M., SHamanov S.A. Tekhnika i tekhnologiya bureniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – M.: ООО «Nedra-Biznescentr», 2003. – 1007 s.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin: teoriya i prak-tika. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUG», 2010. – 539 s.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oslozhneniya i avarii pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUG», 2010. – 522 s.
8. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya pri stroitel'stve nef-tynyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 603 s.
9. Bulatov A.I. Burovye i tamponazhnye rastvory dlya stroitel'stva neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya vuzov. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 452 s.
10. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Sputnik burovika: spravochnoe posobie v 2 knigah. – M.: Izdatel'stvo «Nedra», 2014. – T. 1-2.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skva-zhin: v 4 tomah. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUG», 2012-2015. – T. 1-4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftyanyh i gazo-vyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUG», 2013-2014. – T. 1-4.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAreimichuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya nef-tynyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – 576 s.
14. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., YAreimichuk R.S. Osvoennyya naftovyh i gazovyh sverdlovin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
15. Ryabchenko V.I. Upravlenie svojstvami burovyyh rastvorov. – M.: Izdatel'stvo «Nedra», 1990. – 230 s.
16. Ryazanov YA.A. Enciklopediya po burovym rastvoram. – Orenburg: «Letopis'», 2005. – 664 s.
17. Savenok O.V., Kachmar YU.D., YAreimichuk R.S. Neftegazovaya inzheneriya pri osvoenii skvazhin. – M.: Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 s.

18. Tret'yak A.YA., Savenok O.V., Rybal'chenko YU.M. Burovye promyvochnye zhidkosti: uchebnoe posobie. – Novocherkassk: Lik, 2014. – 374 s.
19. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Postroenie regressionnoj modeli dlya opredeleniya faktorov, vliyayushchih na svoystva i tekhnologicheskie parametry burovogo rastvora // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNOLOGII (politekhnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2019. – № 1. – S. 297-315.
20. Zagvozdin I.V., Kamenskih S.V. Issledovanie vliyaniya parametrov burovyh rastvorov na veroyatnost' vozniknoveniya differencial'nyh prihvatov // Bulatovskie chteniya: Materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 goda): v 5 tomah: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – T. 3: Burenie neftyanyh i gazovyh skvazhin. – S. 97-103.
21. Makarova YA.A., Egorova A.S. Universal'nyj rastvor na uglevodorodnoj osnove dlya bu-reniya gorizontal'nyh skvazhin // Bulatovskie chteniya: Materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 goda): v 5 tomah: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – T. 3: Burenie neftyanyh i gazovyh skvazhin. – S. 162-165.
22. Makarova YA.A., Egorova A.S. Novaya sistema burovogo rastvora dlya kachestvennogo zakanchivaniya skvazhin // Bulatovskie chteniya: Materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 goda): v 5 tomah: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – T. 3: Burenie neftyanyh i gazovyh skvazhin. – S. 166-169.
23. Martel' A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Issledovanie sostavov burovyh rastvorov dlya bureniya glinistyh porod i preduprezhdeniya sal'nikoobrazovaniya // Bulatovskie chteniya: Materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 goda): v 5 tomah: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – T. 3: Burenie neftyanyh i gazovyh skvazhin. – S. 170-176.
24. Mojsa YU.N., Snegirev S.N., Zozulya V.V. Sravnenie burovyh rastvorov na razlichnyh glinoporoshkah dlya bureniya metodom NNB // Bulatovskie chteniya: Materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 goda): v 5 tomah: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – T. 3: Burenie neftyanyh i gazovyh skvazhin. – S. 181-186.
25. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Burovoj rastvor dlya bor'by s differencial'nymi prihvatami // Bulatovskie chteniya: Materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 goda): v 5 tomah: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – T. 3: Burenie neftyanyh i gazovyh skvazhin. – S. 202-205.
26. Bulatov A.I., Savenok O.V. Burovye i tamponazhnye rastvory dlya stroitel'stva neftya-nyh i gazovyh skvazhin. Svidetel'stvo o gosudarstvennoj registracii bazy dannyh № 2014620659. Zayavka № 2014620266. Data postupleniya 12 marta 2014 g. Data gosudarstvennoj registracii v Reestre baz dannyh 08 maya 2014 g.

JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF DRILLING FLUID FOR DRILLING A COMPLICATED INTERVAL ON THE YUZHNOYE FIELD

Mostovoy V. A.

LLC «RN-North Oil», vlad11pk@gmail.com

The object of the study in the article is the complicated intervals for drilling a well in the South field in order to justify the choice of drilling fluid. The following information and calculations are provided when substantiating the choice of drilling fluid for drilling a complicated interval: the choice of the composition of the drilling fluid in depth intervals; the choice of indicators of the properties of the washing fluid at intervals of depth; calculation of materials and chemicals for the preparation of drilling mud. The article used the geological and technical data of a vertical well drilling project on the Yuzhnoye field of LLC «Yuganskneftegaz».

Keywords: rationale for choosing a drilling fluid; complicated interval drilling; general information on drilling fluids; substantiation of the choice of type of washing fluid at intervals of depths; selection of drilling fluid composition at depth intervals; the choice of indicators of the properties of the washing fluid at intervals of depth; calculation of materials and chemicals for the preparation of drilling mud.