**Введение**

Повышение эффективности поисковых и разведочных работ немыслимо без совершенствования технологии промывки скважин при бурении. Технология промывки скважин – это комплекс технологических процессов и операций по выбору состава, приготовлению, очистке, обработке, циркуляции, оценке потерь сопротивлений при циркуляции и воздействия на стенки скважины и керн промывочной жидкости. Значительного улучшения технико-экономических показателей бурения можно достичь за счет совершенствования технологии промывки.

Правильный выбор промывочной жидкости и тампонажных смесей, технологии промывки и тампонирования позволит проводить бурение с большей эффективностью и высоким качеством буровых работ, а также уменьшить загрязняющее воздействие на окружающую среду и избежать ухудшения экологической обстановки земной коры.

Современная технология бурения разведочных скважин и разнообразие горно-геологических условий предопределили целый комплекс функций промывочных жидкостей и основание требования к ним. Основные функции промывочных жидкостей сведены к следующему:

1. **Гидродинамические функции:**

* очистка забоя скважины от шлама и выноса его на поверхность;
* охлаждение породоразрушающего инструмента;
* разрушение породы на забое (гидромониторный эффект) передача энергии от бурового насоса к забойному двигателю (турбобуру гидроударнику).

1. **Гидростатические функции:**

* удержание части шлама во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции;

сохранение равновесия в системе скважина – пласт: а) обеспечение минимального гидростатического давления в скважинах с нижним пластовым давлением для предотвращения поглощений; б) обеспечение высокого гидростатического для предотвращения проникновения в ствол скважины газа, нефти, воды и последующих фонтанирования и выбросов;

* сохранение целостности стенок скважины;
* снижение нагрузки на талевую систему.

1. **Коркообразующие функции:**

* уменьшение проницаемости пористых стенок скважины;
* сохранение или усиление связности слабосцементированных пород;
* уменьшение трения бурильной колонны о стенки скважины.

1. **Физико–химические функции:**

* сохранение связности пород;
* предохранение бурового инструмента и оборудования от коррозии и абразивного износа;
* сохранение проницаемости продуктивного горизонта при его вскрытии;
* сохранение качества бурового раствора в процессе воздействия на него среды скважины (шлама, подземных вод, высокой или низкой температуры скважины);
* облегчение разрушения породы забоя.

1. **Прочие функции:**

* сохранение теплового режима в многолетнемерзлых породах;
* гашение вибраций бурильной колонны при алмазном бурении;
* содействие установлению геологического разреза по данным скважиной геофизики и шламовому опробованию.

**Краткая геологическая характеристика разреза скважины**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Описание пород | Категория буримости | Категория абразивности | Твердость по штампу  МПа | Интервалы | | | Осложнения |  |
| От | До | Всего |
| 1 | Чередование глин, песка с галькой. | II | 1-1,5 |  | 0 | 200 | 200 | Поглощение  К=10  обвалы |
| 2 | Глины песок. | II | 1-2 |  | 200 | 600 | 400 | Набухания осыпи поглощение |
| 3 | Чередование песка с галькой Глины песчанистые | III | 3-5 |  | 600 | 1100 | 500 | Обвалы осыпи |
| 4 | Доломиты  Мергель. | VI | 3-4 |  | 1100 | 1500 | 400 |  |
| 5 | Песчаник аргелиты | V | 4-6 |  | 1500 | 1820 | 320 | коагуляция |
| 6 | Известняки с прослоями доломитов | VI | 4-5 |  | 1820 | 2040 | 220 |  |
| 7 | Доломиты, известняки | VI | 4-5 |  | 2040 | 2250 | 210 |  |
| 8 | Известняки | VI | 5 | 1000-2000 | 2250 | 2530 | 280 | Нефть  Рпл=20Мпа  Рбок=17Мпа |

**Песчаные породы** – псаммиты. К ним относятся : пески, состоящие из зерен различных размеров и по этому признаку разделяемые на грубозернистые, крупнозернистые, среднезернистые и мелкозернистые; песчаники, представляющие собой породу, образующуюся в результате цементации песков различными цементирующими веществами ( железистыми соединениями, известковыми, кремнистыми и др.) По минералогическому составу пески и песчаники также характеризуются неоднородностью. В природных условиях встречаются однородные кварцевые пески и песчаники, состоящие не менее чем на 95% из зерен кварца. Чаще они слагаются зернами многих материалов. М. С. Швецовым, помимо однородных мономинеральных разностей, выделяются еще олтгомиктовые пески и песчаники, в которых преобладает кварц ( 75 –95%), но наблюдается значительная примесь и других минералов (полевого шпата, слюды), и полимиктовые, состоящие из зерен различных минералов ( кварца, полевых шпатов и цветных минералов).

При этом характерно, что полимиктовые песчаники в большинстве случаев встречаются в геосинклинальных областях ( подвижных зонах земной коры), а олигомиктовые и одноминеральные – в пределах платформ.

В случае преобладания в песках и песчаниках кварца и полевого шпата их называют аркозовыми. Если же они состоят из обломков различных пород и минералов, то называются граувакковыми. При значительном содержании глауконита выделяются глауконитовые пески.

Различные примеси придают пескам и песчаникам соответственную окраску : окислы железа – бурую, глауконит - зеленую, органические вещества – черную.

Пески по своему происхождению могут быть морскими, речными, озерными, эоловыми, флювиогляциальными.

**Глинистые породы.** Они широко распространены, составляя больше половины всех осадочных горных пород, и по своему происхождению занимает промежуточное положение между чисто химическими и обломочными. Они состоят из частиц меньше 0,01 мм. И содержат свыше 30% тончайших частиц размером менее 0,001 мм. В большинстве случаев глинистые породы образуются за счет химического выветривания магматических и др. горных пород.

Глины обладают специфическими физическими свойствами:

* Пластичностью, т.е. способностью принимать любую форму под давлением.
* Способностью при смачивании поглощать воду и разбухать ( увеличиваться в объеме до 40 – 45 % и более ).
* Слабой водопроницаемостью

В составе глин, по Л.Б. Рухину, наблюдаются три группы минералов:

А) Глинистые минералы – каолинит, монтмориллонит, гидрослюды и др. Эти минералы слагают наиболее тонкозернистые (коллоидные) частицы глин.

Б) Обломочные зерна минералов кварца, карбонатов, сульфатов и др.

В) Вкрапление гидроокислов, карбонатов, сульфатов и др. Кроме того в глинах присутствует органическое вещество.

В зависимости от обогащения глинистых минералов различными примесями, получаемыми главным образом при переносе и отложении, выделяется много разновидностей глин – чистые, известковистые, кремнистые, бутоминозные, песчанистые и др. Если примесей песка и пылеватых частиц много, то глины переходят в алевролиты.

В подавляющем большинстве случаев глины, образованные путем осаждения в водной среде, имеют смешанный состав. Чистые разновидности встречаются среди континентальных пород, в частности элювия. К ним относятся каолиновые (огнеупорные) и монтмориллонитовые ( отбеливающие) глины, имеющие большое практическое значение.

Аргиллиты представляют собой уплотненные сцементированные в процессе катагенеза глинистые породы.

Сланцеватые аргиллиты – еще более уплотненные глинистые породы в условиях более высокого давления.

**Породы химического и органического происхождения.** Большая группа пород возникает в различных водоемах и местами на суше в результате разнообразных химических процессов и жизнедеятельности животных и растений, а так же в следствие накопления органических остатков после отмирания животных и растений. Среди них могут быть выделены карбонатные породы, кремнистые, сернокислые, галоидные, железистые, фосфатные и каустобиолиты.

**Карбонатные породы.** К группе карбонатных пород относятся известняки, доломиты и мергель. Известняки (CaCO3) имеют наибольшее распространение.

Органогенные известняки слагаются обычно из известковых раковин моллюсков, фораминифер, остатков криноидей, известковых водорослей, кораллов и др. В зависимости от преобладания остатков тех или иных морских организмов известняки называют коралловыми, брахиоподовыми, фузулиновыми и др. среди известняков химического происхождения известны : оолитовые известняки, представляющие собой скопление шаровидных известняков зерен – оолитов; известковые туфы, отложенные источниками, богатыми растворенной в воде двууглекислой известью, и др. Выделяются также обломочные известняки, состоящие из обломков карбонатных пород (известняков). В зависимости от размера и окатанности обломков выделяются конгломератовидные и брекчиевидные известняки.

Писчий мел представляет собой породу, образованную двояким путем. Значительную часть его, около 60-70%, составляют остатки планктонных организмов; остальная часть – тонкозернистой, порошкообразный кальций – возникла, по-видимому, химическим путем.

Мергель даёт пример горной породы переходной между карбонатными и глинистыми породами, возникшей двояким путем. Он состоит на 50-70% из СаСО3 органического происхождения, а остальные 50-30% падают на глинистые частицы, в составе которых имеются частицы как обломочного, так и химического происхождения. Мергели имеют большое практическое значение как сырьё для цементной промышленности, особенно ценны мергели, содержащие 75% СаСО3 и 25% глинистых примесей.

Доломиты по химическому составу представляют собой ( на 90-95%) двойную углекислую соль кальция и магния СаМg(СО3)2. При содержании не менее 50% СаСО3 порода называется известковистым доломитом. Доломит может образовываться путем выпадения осадка из воды с повышенной соленостью, в этом случае пласты доломита нередко чередуются с пластами гипса. Но часто доломиты образуются вследствие изменения («доломитизации») соответственными растворами известняков (или известковых осадков) до превращения последних в горную породу, а также метасоматическим путем в результате последиагенетических изменений пород.

**Особенности технологии бурения скважины**

Так как скважина является разведочно-эксплуатационной на нефть и ее глубина составляет 2530м, выбираем буровую установку БУ-80 БрД.

*Выбор буровой установки*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № | Параметры | | Значения |
| 1 | Максимальная грузоподъемность, т | | 140 |
| 2 | Рекомендуемая глубина бурения (при массе бурильной колонны 30 кг/м), м | | 2800 |
| 3 | Максимальная оснастка талевой системы | | 4Х5 |
| 4 | Длинна свечей, м | | 24 |
| 5 | Максимальное натяжение ходовой ветви талевого каната, кН | | 200 |
| 6 | Диаметр талевого каната, мм | | 28 |
| 7 | Вид привода | | Дизель - гидравлический |
| 8 | Тип Привода | | Групповой |
| 9 | Мощность на барабане лебедки, кВт | | 560 |
| 10 | Лебедка | | ЛБ - 20Бр |
| 11 | Буровой насос | | БРН - 1 |
| 12 | Число насосов | | 2 |
| 13 | Гидравлическая мощность, кВт | | 280 |
| 14 | Максимальная подача насоса, л/с | | 34,3 |
| 15 | Ротор | | Р - 460 |
| 16 | Мощность, передаваемая на ротор, кВт | | 220 |
| 17 | Вертлюг | | ШВ14 - 160М |
| 18 | Вышка | | А-образная мачтовая |
| 19 | Полезная высота вышки, м | | 39,5 |
| 20 | Кронблок | | - |
| 21 | Грузоподъемность кронблока, т | | 185 |
| 22 | Талевый блок | | - |
| 23 | Грузоподъемность талевого блока, т | | 140 |
| 24 | Дизель-генераторные станции | | ДЭА - 100 |
| 25 | Количество дизель - генераторных станций | 2 | |
| 26 | Мощность станции, кВт | 100Х2 | |
| 27 | Производительность (суммарная) компрессорных станций, м3/мин | 9 - 10 | |
| 28 | Максимальное рабочее давление воздуха, мПа | 0,8 | |
| 29 | Расстановка свечей | - | |
| 30 | Удержание колонны, пневматические клинья | ПКР - Ш8 | |
| 31 | Свинчивание и развинчивание свечей | АКБ - 3М | |
| 32 | Регулятор подачи долота | РПДЭ - 3 | |
| 33 | Метод монтажа | Агрегатный, мелкоблочный, крупноблочный | |

1) Согласно рекомендациям и заданному дебиту



выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 127 мм. .



Принимаем эксплуатационную колонну безмуфтового соединения.

2) Диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну.



где: - минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и обсадной колонны.



Принимаем .



3) Внутренний диаметр промежуточной колонны.

.



Принимаем .



4) Диаметр долота при бурении под промежуточную колонну.

.



Принимаем .



5) Внутренний диаметр кондуктора.



Принимаем



6) Диаметр долота при бурении под кондуктор.

.



Принимаем .



7) Внутренний диаметр направляющей колонны.

.



Принимаем .



8) Диаметр долота при бурении под направляющую колонну.

.



Принимаем .



Построение конструкции скважины ведется по проектному геологическому разрезу снизу вверх, начиная с конечного диаметра бурения. Так как бурение ведется под геологоразведочную колонну, то все интервалы бурения будут обсаживаться и цементироваться.

Конструкция скважины предусматривает:

* Направляющая
* Кондуктор
* Промежуточная обсадная колонна
* Эксплуатационная колонна

**Анализ инженерно-геологических условий бурения**

1. **Набухание** возникает при вскрытии глиносодержащих отложений (монтморелонит и др.) вступающих в Физико-химическое взаимодействие с фильтратом бурового раствора**.**

При этом осложнении может уменьшиться диаметр ствола скважины, повыситься гидравлическое сопротивление, может произойти заклинивание долота, не допуск обсадных колонн.

1. **Поглощение** промывочной жидкости обусловлено соотношением давления в скважине и пласте, со вскрытием пористых и трещиноватых пород.

Основными мероприятиями предупреждающими поглощения являются:

* + Снижение плотности, снижение водоотдачи, повышение вязкости
  + Ограничение скорости спуска бурильных и обсадных колонн
  + Закачка «мягких» пробок (тампона)

При поглощении возможно осыпание стенок скважины, т.е. надо использовать растворы с пониженным содержанием воды.

1. **Коагуляция** это нарушение агрегативной устойчивости дисперсной системы вследствие слипания частиц ее дисперсной фазы под действием молекулярных сил притяжения.

Дисперсные системы в отличие от глинистых растворов – малоустойчивые

В данном ракурсе коагуляция – гидрофобная (полное расслоение дисперсной системы на твердую и жидкую фазы, образуются хлопья и выпадают в плотный осадок). Гидрофобная т.к. в пласте есть катионы Ca++

1)Интервалы без осложнений

**Пачка №4**, интервал от 1100 – 1500 м., доломит, мергель.

При бурении этого интервала возможно обогащение катионами Ca++ и Mg++, что может привести к коагуляционному загущению раствора. Необходимо в раствор вводить защитные респекты (лигносульфонаты).

1820-2040 м песчаник с песком, доломит.

При перебуривании этого интервала возможно обогащение катионами Са(2+)и Mg+ , что может привести к коагуляционному загущению раствора. Необходимо в раствор вводить защитные респекты (лигносульфонаты).

2040-2250 м Песчаник аргилит глина с галькой.

На данном участке промывочная жидкость должна обладать ингибирующими и крепящими свойствами, а так же минимальным показателем фильтрации.

2530-2550 м. Известняк.

Раствор должен обладать способностью к прогрессивному способу бурения.

2) Интервалы с осложнениями

0 - 200 м наблюдается поглощение бурового раствора.

Пласт поглощает буровой раствор только при условии, когда давление столба бурового раствора превышает давление жидкости в пласте и проницаемость раствора достаточно высока. Поглощение соответствует 10-ой категории (к = 10).

Поглощение такой интенсивности можно ликвидировать путем ввода в промывочную жидкость наполнителя, уменьшающего поглощающую способность с последующим тампонированием интервала поглощения, при необходимости. Предусматриваем ввод пластинчатого целлофана в количестве 6 - 8 % к объему жидкости наблюдаются обвалы.

Фильтрат бурового раствора, проникая по трещинам и каналам таких пород, уменьшает связность между их частицами, которые затем обрушаются в ствол скважины. Чтобы этого избежать, необходимо улучшить качество раствора за счет повышения его реологических параметров, а также необходимо уменьшить показатель фильтрации бурового раствора для исключения набухания глинистых пород. Кроме того, обвалы горных пород могут происходить за счет действия бокового давления этих пород, превышающего гидростатическое давление на данной глубине.

200-600 м наблюдаются набухание осыпи и набухание

Фильтрат бурового раствора, проникая по трещинам и каналам таких пород, уменьшает связность между их частицами, которые затем обрушаются в ствол скважины. Чтобы этого избежать, необходимо улучшить качество раствора за счет повышения его реологических параметров, а также необходимо уменьшить показатель фильтрации бурового раствора для исключения набухания глинистых пород. Кроме того, обвалы горных пород могут происходить за счет действия бокового давления этих пород, превышающего гидростатическое давление на данной глубине.

В интервале от 600 до 1100 м наблюдаются осыпи и обвалы.

Необходимо улучшить качество раствора за счет повышения его реологических параметров, а также необходимо уменьшить показатель фильтрации бурового раствора для исключения набухания глинистых пород.

1500-1820 м. Песчаник, аргелиты.

Осложнения: Коагуляция.

Для проходки данной пачки следует использовать промывочную жидкость, которая будет разжижать кальциевые глинистые растворы и препятствовать коагуляции.

2250-2530 м. Известняк.

**Формирование требований к промывочным жидкостям и выбор их видов**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Номера слоёв. | Интервал м. | Характеристики пород. | Рациональный тип промывочной жидкости. |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | **0-200** | Чередование глин, песка с галькой. | Полимерноглинястый раствор  Гипан(к-4)  КМЦ-350  известь  + целлофановая крошка |
| 2 | 2200-600 | Глины песок. |
| 3 | 600-1100 | Чередование песка с галькой Глины песчанистые | Полимерноглинястый раствор |
| 4 | 1100-1500 | Доломиты  Мергель. | Глинистый раствор обработанный защитными реагентами |
| 5 | 1500-1820 | Песчаник аргелиты |
| 6 | 1820-2040 | Песчаник с песком доломит |
| 7 | 2040-2250 | Песчаник аргиллит глина с галкой |
| 8 | 2250-2530 | Известняки | Раствор на углеводородной основе (ИБР) |
| 9 | 2530-2550 | Известняки | ИБР, после перебуривания интервала с нефтепрявлениями |

**Разработка рецептуры промывочных жидкостей и выбор их основных технологических параметров**

Интервал 1 и 2 . (0 - 200 м), (200-600)

Породы сложены чередованием глин, песков с галькой. Поглощение к=10, обвалы.

Глина и песок. Набухание осыпи поглощение.

Для обеспечения бурения в данном интервале предусматриваем применение полимерглинистого раствора.

В состав раствора входят: вода, бентонитовая глина, полимерный реагент - модификация гипана (к - 4), который позволяет при концентрации 0,4 - 0,5% снизить водоотдачу до Фзо *~ 4-6* см3 и увеличить вязкость исходного раствора. Кроме того, полимерный реагент обладает стабилизирующим действием по отношению к глинистым породам и за счет образования полимерглинистой корки закрепить песчаногалечные отложения.

Для усиления стабилизирующего действия и снижения показателя фильтрации предусматривается ввод КМЦ-350 в количестве 0,5 - 0,7 %.

Полимерные растворы представляют собой водные растворы высокомолекулярных полимеров, структурированные малыми добавками бентонита или без него. Эти растворы предупреждают диспергирование разбуриваемых пород и повышают содержание твердой и глинистых фаз в растворе. Так же в состав раствора вводятся П.АА, флоккулирующий кальциевую глину и грубодисперс-ную фракцию выбуренной породы .

Для получения необходимых ингибирующих свойств раствор обрабатывается известью в количестве 0,3% т.к. известь является источником катионов Са и процесс взаимодействия Са '' с горной породой сопровождается образованием кондексационно-кристаллической структуры, укрепляющей стенки скважины. Для получения такой структуры в раствор вводятся лигносульфона-ты: ССБ - 3%, ОССБ - 1%. Выше перечисленные разжижители являются стабилизаторами дисперсных систем и создают мощные гидратные оболочки на частицах твердой фазы. Наряду с этими свойствами разжижители способны снижать водоотдачу и влияют на качество фильтрационной корки. Возможно поглощение (к = 10). бурении в таких породах промывочная жидкость должна обладать улучшенными реологическими свойствами для исключения ее ухода в трещины. Кроме того, целесообразно при бурении таких пород вводить в состав жидкости наполнитель в виде целлофановой крошки для снижения интенсивности поглощения в сочетании с улучшенными реологическими свойствами.За счет полимерного реагента - ГПАА и целлофановой крошки. Таким образом, в состав данного раствора входят следующие химические реагенты:

1. Модификация гипана (к-4) - 0,1%

2. Известь Са(ОН)2 - 0,3%

3. Каустическая сода NaOH - 0,3%

4. Полиакриламид - ГПАА - 0,5%

5. КМЦ-350-0,7%

Целлофановая крошка *-6-8%,* целлофан пластинчатый. Размер хлопьев 13-19 мм

Технологические параметры глинистого полимерного раствора [1].

*р -* плотность - 1,08 г/см3.

Т - условная вязкость - 30 - 40 с.

Фзо - показатель фильтрации - 5 - 8 см за 30 мин.

Ɵ1иƟ10 - статическое напряжение сдвига - 30 дПа и 60 дПа.

Реологические параметры [3].

µ n - пластическая вязкость - 0,006 Па-с.

*τ0-* динамическое напряжение сдвига - 2,0 Па.

µ э *-* эффективная вязкость

µ э = 0,006 + 2/6 = 0,34 Па-с.

рН - показатель щелочности - 8,0 - 8,5.

Интервал 3. (от 600 до 1100)

Предусматриваем применение раствора того же что и в слое 1,2.

Чередование песка с галькой, глина песчанистая – обвалы, осыпи

При бурении в интервале 600 - 1100 дополнительно предусматриваем, что примерно с глубины 900 м. для исключения обвалов будем вводить баритовый утяжелитель. Барит BaSO4 минерал белого цвета*р =* 4,48 г/см3. Используем баритовый концентрат КБ - 1 [4]. Доведем плотность раствора при бурении в интервале 900 - 1100 м до 1,4 г/см3 при этом необходимо вести 600 - 700 кг утяжелителя на 1 м3 раствора при плотности баритового концентрата 4,2 г/см . Таким образом, в этом интервале плотность раствора составляет/) = 1,4 г/см , а другие технологические параметры остаются без изменения.

Интервал 4,5, 6 и 7. (1100 – 1500 , 1500 - 1820 , 1820-2040м и 2040-2250м)

Доломит, мергель, возможна коагуляция раствора.

Песчаники и аргиллиты.

Песчаник с песком,доломит.

Песчаник, аргелит, глина с галькой.

При перебуривании пород этого интервала будет происходить коагуляция раствора за счет катионов Са^ и Mg++, поступающих из перебуриваемых доломитов и мергелей. Кроме того, глинистые включения в мергелях будет способствовать обогащению раствора глинистыми породами, что будет приводить к его загущению. Исходя из этого, необходимо катионы Са+2 и Mg+2 связывать введенной в состав раствора кальцинированной содой Na2CO3- Для исключения коагуляционного загущения раствора, а так же загущения за счет обогащения твердой фазой, необходимо в состав раствора вводить УЩР, который подавляет структурообразование раствора и снижает показатель фильтрации, а так же ССБ, которая позволит избежать коагуляционного запущения раствора и снизит водоотдачу, затем СаСЬ, который обладает ингибирующим действием по отношению к глинистым пропласткам [1].

Количество материалов входящих в состав гуматного раствора.

Бентонит - 30 - 50 кг/м3.

УЩР-20-30кг/м3.

ССБ -15 -25 кг/м3.

NaCOs-1,0-1,5 кг/м3.

СаС12 - 0,5 ~ 0,9 кг/м3.

Вода - остальное.

Параметры раствора:

*р =* 1,06 г/см3.

Т - 20 - 60 с.

Ɵ1иƟ10= 30дГТаи80дПа.

Фзо = 4-8 см3 за 30 мин.

µ n *=* 0,006 Па-с.

*τ0=* 2,0 Па.

µ э *=* 0,34 Па-с.

рН = 8,5-9.

Интервал 8 и9. (2250 – 2530 и 2530-2550 м)

известняк. Нефтепроявления.

Главные требования к промывочной жидкости:

- соответствие состава раствора и пластовых флюидов

- равенство пластового и гидростатического давления столба жидкости в скважине.

Выбираем ИБР - известковобитумный раствор (безводный РУО) Плотность раствора для вскрытия продуктивной залежи.

*ρр* = *ка кб ρв*

где *ка -* коэффициент стомальности

*кб -* коэффициент безопасности = 1,05 ÷ 1,1

*рв -* плотность пресной воды:

*ка* = == 0,89 г/см3,



где: 0,01 - коэффициент, уравнивающий размерности: при *g* = 9,81 м/с , *рв* в

г/см3, и z в м.

Тогда

*рр =* 0,89\*1,08\*1 = 0,96 г/см3

Таким образом для вскрытия продуктивной залежи необходимо ИБР аэрировать до плотности *рр =* 0,96 г/см.

Состав исходного (до аэрирования) ИБР (кг на 1 м3 раствора): [3]:

Дизельное топливо ДЛ-563.

Битум с температурой размягчения 120-155°С - 155.

Известь негашеная (СаО) - 310.

Сульфонал, НП-3 или НГТ-1 - 12.

Вода-60.

Технологические параметры ИБР [1]: *р* = 1,12 г/см3.

Т = 35-40с.

Фзо = 0.

Ɵ1иƟ10= 5 дПа и 15 дПа.

µ n = 17 мПа-с.

*τ0*=1,4 Па.

µ э = 17 мПа-с.

к = 0.

ИБР с исходной плотностью 1,12 г/см3 подвергается аэрированию до получения плотности его в пределах 0,96 г/см3.

Интервал 9. (2250 - 2550 м)

Для добуривания скважины до проектной глубины исп-ем также ИБР, что и для пер-я интервала нефтепроявлений. Этот раствор аэрированию не подвергается.

**Расчёты связанные с приготовлением промывочных жидкостей**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Вид обсадной колонны | Глубина спуска обсадных колонн м. | Диаметр обсадной колонны (мм) | | Диаметр долота в интервале (мм) |
| Наружный | Внутренний |
| 1 | Направляющая | 5 | 406.4 | 384.2 | 490 |
| 2 | Кондуктор | 400 | 273.1 | 255.3 | 349.2 |
| 3 | Промежуточная | 1105 | 193.7 | 177.7 | 244.5 |
| 4 | Эксплуатационная | 2530 | 127 | 111 | 161 |

1) Определяем объём бурового раствора для бурения под направляющую колонну



Где: - Исходный объем бурового раствора.



- запасной объем.



Где: - диаметр долота под направляющую.



l — Длина интервала скважины под направляющую.



Где: - норма расхода бурового раствора.



Тогда:



2) Определение дополнительного объема бурового раствора для бурения под кондуктор



Где: - количество бурового раствора для увеличения запасного объема.



Где: - Запасной объем раствора для бурения под направляющую обсадную колонну.



- Запасной объем для бурения под кондуктор.



Определим объем раствора необходимый для заполнения промежутка от устья до конца направляющей колонны.



Проверяем условие:

<



Следовательно, необходимо объем запаса при бурении под кондуктор пополнить на величину



Найдём объем бурового раствора, необходимый для механического бурения под кондуктор.



Следовательно для бурения потребуется следующее количество бурового раствора:



3) Определяем дополнительный объем бурового раствора для бурения под промежуточную обсадную колонну



Количество бурового раствора для увеличения запасного объема при бурении под промежуточную колонну составляет:



Аналогично расчётам для кондуктора:

=



Проверяем условие:

<



Следовательно, необходимо объем запаса при бурении под кондуктор пополнить на величину



Найдём объем бурового раствора, необходимый для механического бурения под кондуктор.



Следовательно для бурения потребуется следующее количество бурового раствора:



4) Определяем объем бурового раствора, необходимого для бурения интервала скважины под эксплуатационную колонну

Определяем объем бурового, раствора, необходимый для бурения интервала скважины под эксплуатационную колонну.

При этом отметим следующее: в соответствии с принятой конструкцией скважины эксплуатационная обсадная колонна будет опущена до глубины 2550 м, перекрыв продуктивный углеводородный коллектор в интервале 2250-2530 м. В этом случае буровой раствор, который использовался для бурения в интервале скважины под промежуточную колонну будет применяться для бурения в интервале скважины под эксплуатационную колонну до кровли продуктивного горизонта, залегающей на глубине 2250 м.

Необходимый объем бурового раствора для механического бурения скважины до кровли продуктивной залежи.



Следовательно дополнительный объем раствора будет равен:



5) Определяем количество бурового раствора для бурения скважины во всех интервалах до кровли продуктивной залежи.



6) Определяем количество бурового раствора, потребного для первичного вскрытия продуктивной залежи и добуривания скважины до проектной глубины 2550 м.



Где: - Исходный объем бурового раствора.



- запасной объем.



Где: - глубина расположения кровли продуктивной залежи.



Тогда:



После достижения проектной глубины 2550 м., в скважину опускается эксплуатационная колонна той же длины с последующим вторичным вскрытием продуктивной залежи.

7) Определяем массу глины для приготовления бурового раствора, необходимого для бурения всей скважины.



8) Определение необходимого количества воды для бурения скважины.

.



9) Определяем средний расход глины на бурение 1 метра скважины:

.



10) Определяем средний расход воды на бурения 1 метра скважины:

.



**Расчёт количества химических реагентов для обработки бурового раствора**

1. Определим количество реагентов для бурения под направляющую.

Для гипана:

.



-



**Список используемой литературы**

1. Методическое пособие «Разработка технологического регламента промывочной жидкости для бурения скважины» Н.В. Соловьев. Москва 2006 г.
2. Практическое руководство по дисциплине «Буровые промывочные жидкости и тампонажные растворы» Н.В. Соловьев, А.А. Анненков, Соловьев Е.Н.
3. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. А.Г. Калинин, А.З. Левицкий, А.Г. Мессер, Н.В. Соловьев.
4. Промывка и тампонирование геолого-разведочных скважин. Л.М. Ивачев.
5. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер Л.Г., Соловьев II.В. «Практическое руководство по технологии бурения скиажим *щ\* жидкие и газообразные полезные ископаемые». Недра, М., 2001 г.
6. Дудля Ы.А., Третьяк А.Я. «I IpOMi.moMni.ic жидкости в бурении». Ростов Н/Дону, 2009 г.
7. Соловьёв Н.В. Методические рекомендации по составлению курсового проекта «Разработка технологического регламента промывочной жидкости для бурения скважины» по дисциплине «Очистные агенты и тампо-нажные смеси» М., РГТРУ, 2006 г.
8. Рязанов *ЯЛ.* «Справочник по буровым растворам» Недра, М., 1986 г.
9. Калинин А.Г. «Бурение нефтяных и газовых скважин» ЦентрЛитНефте-газ, М., 2008 г.
10. Соловьёв Н.В. и др. «Бурение разведочных скважин» Высшая школа, М., 2007 г.

Ивачёв Л.М. «Промывка и тампонирование геологоразведочных скважин» Справочное пособие. Недра, М., 1989 г.