**Введение**

Промывочные растворы выполняют ряд функций, которые определяют успешность, скорость бурения, а также ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Поэтому роль промывочной жидкости очень велика, особенно для глубокого и сверхглубокого бурения, которое распространено в нашей стране. Функции промывочной жидкости:

* Разрушать забой;
* Очищать забой от шлама и транспортировать шлам на дневную поверхность;
* Компенсировать избыточное пластовое давление флюидов;
* Предупреждать обвалы стенок скважины;
* Сбрасывать шлам;
* Смазывать и охлаждать долото, бурильный инструмент и оборудование.

Задача курсовой работы состоит в том, чтобы подобрать параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки, с учётом следующих требований:

1. снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
2. снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
3. предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
4. доступность и технологическая эффективность химреагентов;
5. экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Выбор буровых растворов определяется, прежде всего, геологическими условиями проходки скважины.

**1. Геологический раздел**

**1.1 Литологическая характеристика разреза скважины**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Интервал, м | | Краткое описание горной породы |
| От (верх) | До (низ) |
| 0 | 40 | Суглинки серые, пески кварцевые желтовато-серые, глины, супеси, присутствуют остатки растительности. |
| 40 | 221 | Алевриты, пески кварцевые с включениями зерен глауконита, глины. |
| 221 | 429 | Глины серые с различными оттенками (зеленоватым, желтым, голубым, шоколадным) и алевролиты. |
| 429 | 731 | Глины серые. |
| 771 | 809 | В верхней части преобладание глин. Нижняя часть из песчано-алевритового материала, пески и алевриты светло-серые, светло-мелкозернистые, кварц-полевошпатовые с прослоями глин |
| 809 | 932 | Глины светло-серые листованные, плотные, слюдистые, переходящие вниз по разрезу в опоковидные вплоть до опок. Отмечается присутствие зерен глауконита. |
| 932 | 1094 | Глины зеленовато-серые, до черных, слабоалевритистые, плотные с тонкими пропластками и линзами алевритов, присутствуют углефицированные растительные остатки. |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 1094 | 1122 | Глины серые, известковистые, алевритистые с прослоями алевритов и мергелей. |
| 1122 | 1967 | В верхней части преобладают песчаники. В нижней - глины серые, слюдистые, в разной степени алевритистые, местами опоковидные. Встречаются зерна глауконита, сидерит. |
| 1967 | 2031 | Глины темно-серые до черных, плотные, массивные, однородные, тонкоотмученные. |
| 2031 | 2114 | Неравномерное переслаивание темно-серых слюдистых глин, серых мелко среднезернистых кварцевых песчаников и тонкослоистых слюдистых алевролитов, присутствует растительный детрит. Нижняя часть состоит из глин. |

Возможные осложнения

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Стратиграфическое  подразделение | **Интервал по стволу, м** | | **Вид (название осложнения)** | **Условия**  **Возникновения** |
| от | **до** |
| Четверт. отложения | 0 | 40 | Поглощения  бурового раствора | Увеличение репрессии на нефтеводоносные пласты, отклонения параметров бурового раствора от проектных |
| Верхний палеоген | 40 | 221 |
| Тавдинская свита | 221 | 429 |
| Талицкая свита | 731 | 809 |
| Ганькинская свита | 809 | 932 |
| Березовская свита | 932 | 1094 | Осыпи, обвалы | Создание депрессии, отклонения параметров бурового раствора от проектных |
| Покурская свита | 1122 | 1967 | Водопроявления |
| Алымская свита | 1967 | 1981 | Нефтепроявления | Возникновение депрессии на продуктивные пласты |
| Ванденская свита | 1981 | 2114 |

**Конструкция скважины**

Принимая во внимание геологические особенности разреза, а также проектируемый комплекс исследований предусматривается следующая конструкция скважины: *Направление.* Бурение производится долотом диаметром 393,7м. Направление диаметром 324 мм спускается на глубину 50 м для крепления устья скважины и предотвращения размыва и осыпания современных образований. Цементируется до устья. Марка цемента ПЦТ1-50, удельный вес цементного раствора 1,85 г/см3. *Кондуктор.* Бурение производится долотом диаметром 295,3м. Кондуктор диаметром 245 мм спускается до глубины 790м с целью обеспечения надежного перекрытия неустойчивых, склонных к обвалообразованию пород. Ввиду возможных нефтеводопроявлений при дальнейшем углублении скважины на кондукторе устанавливается противовыбросовое оборудование. Глубина спуска кондуктора, рассчитана из условия предотвращения разрыва горных пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом и герметизации устья скважины. Цементируется раствором портландцемента удельным весом 1,85±3 г/см3 . *Эксплуатационная колонна.* Бурение производится долотом диаметром 215,9м. Эксплуатационная колонна диаметром 146 мм спускается до глубины 2109 м. (по стволу). Назначение эксплуатационной колонны – крепление стенок скважины, разобщение проницаемых горизонтов и проведение опробования пластов в запроектированных интервалах, высота подъема цементного раствора с перекрытием не менее на 150м выше башмака кондуктора. Цементируется лёгким цементом ПЦТ1-50 удельным весом 1,225±25. 324 245 146

**1.2 Выбор и обоснование вида промывочной жидкости по интервалам бурения**

Глинистый раствор обеспечивает:

1) закрепление стенок скважины в результате образования тонкой глинистой корки

2) предупреждение оседания шлама на забой при прекращении циркуляции

3) устранение потерь циркуляции в пористых и трещиноватых породах.

К недостаткам глинистых растворов можно отнести их неустойчивость к воздействию электролитов содержащихся в пластовой воде и воде, на которой приготовлен раствор, а также частиц разбуриваемых пород. Бурение под направление(50м) начинается на свежеприготовленном глинистом растворе. Предусматривается бурение под направление на растворе, оставшемся от бурения предыдущей скважины. При бурении под направление для снижения фильтратоотдачи и увеличения вязкости глинистый раствор обрабатывается реагентами КМЦ, Унифлок и Каустической содой.

При бурении под кондуктор(50-790м) проходят сквозь, рыхлых песчаников и неустойчивых глинистых отложений. В связи с этим требуется решать следующие основные проблемы: укрепление стенок скважины, уменьшение расцепляющего действия бурового раствора, увеличение выносной способности бурового раствора при относительно невысокой скорости восходящего потока. Данные задачи решаются с использованием глинистых буровых растворов с высоким содержанием активной глинистой фазы, высокоэффективных полимеров – структурообразователей, и применением химических реагентов флоккулирующей направленности, поддержанием низкой температуры. Для бурения под кондуктор проектом предусматривается буровой раствор, приготовленный из бентонитового глинопорошка, обработанный химическими реагентами.

При бурении под кондуктор в Западной Сибири для обработки бурового раствора применяют КМЦ и высокомолекулярные синтетические акриловые полимеры (гипан, унифлок, и др.). Поскольку акриловые полимеры, ингибируют буровой раствор и глинистые отложения разреза, благодаря чему обеспечивают ровный ствол скважины и бурение без осложнений. КМЦ является основным реагентом для поддержания низкой водоотдачи раствора и обеспечения тонкой корки. С помощью каустической соды здесь поддерживается нужный уровень рН.

При бурении под эксплуатационную колонну(790-2109м) основные осложнения, которые встречаются, следующие: это поглощения бурового раствора и водопроявления при прохождении отложений сеномана, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты скважины, осыпи обвалы в интервалах Березовской – Алымской свит. И основная задача-это сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие:

1) предупреждение осыпей и обвалов отложений березовской свиты;

2) предупреждение поглощения раствора и водопроявлений

3)предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты;

4) главная проблема - это обеспечить максимально возможную степень сохранения коллекторских свойств, продуктивных пластов.

Бурение из-под кондуктора начинается с промывкой забоя буровым раствором, обработанным химическими реагентами (структурообразователи, разжижители и т.п.) с последующей наработкой естественного глинистого раствора за счет выбуренной породы.

Глинистый раствор для первичного вскрытия нефтяного пласта представляет собой суспензию высокоактивной бентонитовой глины, с добавлением мела, обработанную кальцинированной содой, смазочными добавками и ПАВ, обладающим способностью понижать поверхностное натяжение фильтрата и гидрофобизировать поверхность поровых каналов пласта-коллектора. В качестве понизителя фильтрации используется КМЦ и унифлок.

Перед вскрытием продуктивного пласта производят замещение глинистого бурового раствора на малоглинистый полимерный «Порофлок». Основные требования к буровому раствору на водной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов, следующие:

- репрессия на пласт от гидростатического давления столба бурового раствора должна быть минимальной

- импульсы гидродинамического давления при спускоподъемных операциях и возобновлении циркуляции раствора должны быть также минимальные. Это достигается, при прочих равных условиях, при низкой пластической вязкости раствора, низких значениях СНС и невысоких значениях динамического напряжения сдвига (ДНС). Запрещается допускать высокие значения СНС10 и предельного динамического напряжения сдвига с целью предупреждения возникновения высоких импульсов давления и больших гидравлических потерь. Низкая пластическая вязкость обеспечивается малым содержанием наработанной твердой фазы в растворе, т.е. выбуренная порода не должна переходить в раствор, иными словами, должно быть обеспечено ингибирование системы и должна быть организована хорошая очистка раствора от выбуренной породы. Параметры СНС и ДНС регулируются типом и концентрацией реагента структурообразователя и реагента понизителя вязкости наряду с регулированием содержания твёрдой фазы;

- раствор должен иметь низкую фильтратоотдачу и формировать тонкую корку на стенках скважины;

- фильтрат раствора должен иметь низкое поверхностное натяжение на границе с пластовой нефтью и обладать обратимой гидрофобизирующей способностью по отношению к поверхности поровых каналов нефтяного пласта;

- время, в течение которого буровой раствор находится в контакте с поверхностью нефтяного пласта, должно быть как можно меньше.

При бурении интервала 1981-2114 используется малоглинистый буровой раствор «Порофлок» с кислорастворимым утяжелителем, обработанный полисахаридами и ПАВ-гидрофобизатором и понизителем поверхностного натяжения фильтрата, отвечает практически всем требованиям, которые предъявляются к буровым растворам для первичного вскрытия продуктивных пластов с сохранением их фильтрационно-емкостных свойств.

Процесс замещения раствора в скважине должен производиться непрерывно до выхода раствора «Порофлок» на устье. Далее, после освобождения и чистки от глинистого раствора емкостей, входящих в циркуляционную систему, продолжить бурение на растворе «Порофлок».

В процессе бурения контролируются свойства раствора. При необходимости производят обработку раствора понизителями водоотдачи. Для этого в буровой раствор добавляют унифлок или КМЦ в виде водных растворов.

В процессе бурения скважины в продуктивном интервале используют трехступенчатую систему очистки бурового раствора, отключая центрифуги, чтобы избежать удаления из раствора частиц мела.

Отработанный полимерный раствор откачивают в дополнительные емкости для повторного использования при вскрытии продуктивных пластов в следующих скважинах куста и для бурения скважины под кондуктор.

В состав раствора входят**:**

- в качестве загустителей и понизителей фильтрации водорастворимые полимеры Унифлок и карбоксиметилцеллюлоза;

* в качестве структурообразователя – бентонит;

в качестве утяжелителя и кислоторастворимого кольматанта - мел. Для стабилизации и снижения водоотдачи в раствор дополнительно вводится КССБ. Регулирование рН и связывание ионов кальция осуществляется добавками кальцинированной соды. При необходимости для пеногашения используется пеногаситель. Приготовление раствора «Порофлок» начинают за двое суток до вскрытия продуктивного пласта, с тем, чтобы к началу вскрытия пластов необходимый его объем с требуемыми свойствами был готов к использованию. Удельное электрическое сопротивление раствора равно 0,6-1,4 Ом . м, что меньше удельного электрического сопротивления глинистого раствора (1,0-2,8 Ом . м).

**1.3 Выбор и расчёт параметров промывочной жидкости по интервалам скважины в зависимости от геологических условий**

### Выбор плотности промывочной жидкости

* + Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводонасыщенных пластов должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий в соответствии с п. 2.7.3.3 «Правил безопасности в НГП».
  + Не допускается превышение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 0,02 г/см3 от установленной проектом.
  + В процессе бурения и промывки скважины свойства бурового раствора должны контролироваться с периодичностью, установленной буровым предприятием для данной площади.
  + При вскрытии газоносного горизонта и дальнейшим углублением скважины должен производиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.
  + Если объемное содержание газа в растворе превышает 5 %, то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом и их устранению.
  + Для контроля загазованности должны производиться замеры воздушной среды у ротора, блока приготовления раствора, вибросит и в насосном помещении, а при появлении загазованности приниматься меры по ее устранению.
  + Повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора запрещается.
  + Очистка бурового раствора от выбуренной породы и газа должна осуществляться комплексом средств, предусмотренных проектом на строительство скважины.
  + Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируется лабораторией бурового предприятия на основании регламентов.
  + На буровой должна быть мерная емкость для контролируемого долива скважины, оборудованная уровнемером. Геометрия емкости и шкала ее градуировки должны обеспечивать возможность сопоставления объема вытесняемого при спуске и доливаемого при подъеме бурильных труб из скважины.
  + Объем циркуляционной системы зависит от класса БУ и согласно ГОСТ 16293-89 (СТСЭВ 2446-88) составляет не менее двух объемов скважины.

Выбор плотности при бурении осуществляется из условия создания противодавления на пласт.

, кг/м3



где k – коэффициент превышения давления бурового раствора в скважине в зависимости от глубины;

Pпл – пластовое давление, МПа;

g – ускорение силы тяжести, равное 9,81;

Ln – глубина залегания кровли пласта.

**Интервал 0-790м**

Плотность-1,16 г/см3

Вязкость- 55-60 с

Фильтрация-8-9 см³/30мин

СНС 1мин-15, 10мин-35 мг/см²

**Интервал 790-932м**

Плотность-1,08 г/см3

Вязкость- 18-20 с

Фильтрация-7-8 см³/30мин

СНС 1мин-8-10, 10мин-12-20 мг/см²

**Интервал 932-1981м**

Плотность-1,10 г/см3

Вязкость- 22-25 с.

Фильтрация-6-7 см³/30мин

СНС 1мин-8-10, 10мин-12-20 мг/см²

**Интервал 1981-2114м**

Плотность – 1,08 г/см3

Вязкость – 24-50 с.

Фильтрация – 3-5 см³/30мин

СНС 1мин - 5-10, 10мин – 10-20 мг/см²

**2. Регулирование параметров промывочной жидкости, химическая обработка, утяжеление**

Химические реагенты применяются для приготовления и обработки буровых растворов с целью придания им необходимых свойств, для изменения вязкости, прочности структуры и водоотдачи. Химическая обработка-основное средство регулирования свойств раствора в процессе бурения. Химические реагенты и материалы классифицируются по различным признакам, например по химической природе, физико-химическим свойствам (термостойкости, устойчивости к электролитам), по их назначению, особенностям действия и т.д. При бурении скважин непременным условием предупреждения газа-, нефти - и водопроявлений, обвалов стенок скважины и связанных с ними осложнений является регулирование гидростатического давления столба бурового раствора в зависимости от давления вскрываемых нефтегазовых и водоносных пластов и порового давления глинистых пород. Один из методов регулирования гидростатического давления столба раствора - изменение плотности последнего. Когда необходим раствор с большей плотностью, используются добавки тонко размолотых порошков инертных тяжелых металлов. При бурении данной скважины утяжеление бурового раствора не требуется. Химическая обработка в данном случае производится во всех интервалах бурения.

Рассмотрим виды химических реагентов, которыми производиться обработка.

**Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)** – натриевая соль простого эфира целлюлозы и гликолевой кислоты. Чем выше степень полимеризации КМЦ, тем выше ее термостойкость и стабилизирующее действие на буровой раствор, поэтому наиболее эффективны реагенты марок КМЦ-700, КМЦ-ТС, Торос-2, Tylose. Представляет собой мелкозернистый порошкообразный материал белого или кремового цвета, содержание влаги не более 10%. Хорошо растворяется в воде. Поставляется в бумажных мешках массой по 20 кг. Применяется для регулирования фильтрационных свойств буровых растворов.

Приготовление водного раствора КМЦ на буровой производится в глиномешалках или с помощью гидромешалки. Глиномешалка МГ-4 заполняется на 2/3 водой, загружается расчетное количество реагента, перемешивается до получения равномерной консистенции и доливается водой до полного объема. Приготовление раствора КМЦ осуществляется из расчета не более 200 кг на глиномешалку. В раствор через смесительную камеру рекомендуется добавлять медленно со скоростью от 10 до 20 минут на мешок.

**Унифлок** - порошок оранжевого, иногда кремового цвета, хорошо растворимый в воде. Поставляется в полиэтиленовых мешках весом 30кг. Водный раствор его имеет щелочную реакцию (для 0,1%-го раствора рН=11), реагент совместим с КМЦ, КССБ. Применяется в качестве загустителя буровых растворов.

**Каустическая сода – гидрооксид натрия (NaOH).** Гранулированное или хлопьевидное вещество белого цвета, хорошо растворяется в воде, плотность 2130 кг/м3. Применяется для поддержания нужного значения рН бурового раствора. Поставляется в стальных бочках по 25 или 50 кг или в полиэтиленовых с полипропиленовым слоем мешках по 50 кг.

Добавляется в буровой раствор медленно и осторожно в течение полного цикла циркуляции через специальную емкость для химических реагентов. В нашей стране каустическая сода выпускается в соответствии с ТУ 6-10-1306-85 и поставляется в виде бесцветной непрозрачной кристаллической массы в металлических барабанах массой 100-200 кг. ПДК для водоемов рыбохозяйственного назначения 50 мг/л.

**ФК-2000** – экологически безопасная смазочная добавка на основе растительного подсолнечного масла по эффективности многофункционального воздействия на буровой раствор (значительное улучшение антиприхватных, смазочных и ингибирующих свойств, снижение коэффициента поверхностного натяжения на границе фильтрат бурового раствора – углеводород) соответствует лучшим зарубежным смазочным материалам. Смазочная добавка разработана специально для условий Западной Сибири при бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин. По внешнему виду – жидкость, склонная к пастообразованию при низких температурах, от светло-желтого до темно-коричневого цвета с запахом подсолнечного масла. Смазочная добавка упаковывается в металлические 200 л бочки.

**ТБФ(Пента)** – трибутилфосфат. Предназначен для предупреждения образования и гашения пены в буровых растворах.

**ГКЖ** - применяется в качестве гидрофобизирующей добавки, предотвращающей диспергирование, гидратацию и переход глин в буровой раствор и обеспечивающий вследствие этого сохранение хороших реологических свойств раствора. Придает термостойкость буровому раствору.

**НТФ**– нитрилтриметилфосфоновая кислота предназначена для снижения вязкости бурового раствора. Растворимость в воде хорошая, не горюч, не взрывоопасен, малотоксичен. Применяется в летнее время в виде разбавленного 1%-ного раствора, в зимнее время – в виде раствора в антифризе. Поставляется в виде порошка или в виде 30-40%-ного водного раствора в пресной воде (плотность 1190-1270 кг/м3) существующими транспортными средствами. В добыче нефти применяется в качестве ингибитора солеотложений.

**КССБ** – конденсированная сульфат-спиртовая барда. Тонкодисперсный пылящий порошок темно-коричневого цвета. Предназначена для снижения фильтрации буровых растворов.

В связи с ужесточением в последние годы экологических требований к производству буровых работ, возникла необходимость применения малоопасного для окружающей среды бурового раствора. Применение такого раствора стало возможным благодаря использованию малотоксичных химреагентов и материалов, включая экологически безопасные смазочные добавки и противоприхватные средства. В настоящем проекте предусматривается использовать в качестве смазочной добавки ФК-2000 и графит. Возможно применение смазочной добавки Спринт. ФК-2000 получен из растительных масел и рыбожировых отходов. Он не токсичен.

Буровой раствор, обработанный КМЦ, НТФ и ФК-2000 разрешен к применению как экологически малоопасный раствор.

Состав малоглинистого полимерного раствора «Порофлок», % мас.

1. Бентонит 3-4

2. Мел 6-8

3. Унифлок 0,1-0,2

4. КМЦ-ТС 0,8-1,0

5. КССБ 0,1-0,3

6. Сода кальцинированная 0,1

7. ТБФ 0,014

8.ФК-2000 0,3-0,5

9. Вода остальное

**2.1 Расчёт расхода промывочной жидкости, воды, глины, химических реагентов, утяжелителя и других материалов на 1м проходки и на 1 скважину**

Определим общий объём бурового раствора Q,м³

Q=n1L1+ n2L2+ n3L3+ n4L4

Где n- норма расхода бурового раствора на 1м проходки с учётом скорости бурения м³/м, L- интервал скважины, соответствующий данной норме, м

Q1= n1L1=0,17·50=8,5 м³

Q2= n2L2=0,096·740=71,04 м³

Q3= n3L3=0,049·1080=52,92 м³

Q4= n4L4=0,045·133=5,9 м³

Таким образом общий объём бурового раствора равен

Q=8,5+71,04+52,92+5,9= 138,36 м³

Определим общий объём химреагентов и материалов Q,кг

Q=n1L1+ n2L2+ n3L3+ n4L4

Где n- норма расхода химических реагентов на 1м проходки кг/м, L- интервал скважины, соответствующий данной норме, м

**Интервал 0-50**

*Глинопорошок*

Q1= n1L1=11,96·50=598 кг

*КМЦ*

Q1= n1L1=0,17·50=8,5 кг

*Унифлок*

Q1= n1L1=0,07·50=3,5 кг

*Сода каустическая*

Q1= n1L1=0,09·50=4,5 кг

Q=598+8,5+3,5+4,5= 614,5 кг

**Интервал 50-790**

*Глинопорошок*

Q2= n2L2=6,73·740=4980,2 кг

*КМЦ*

Q2= n2L2=0,10·740=74 кг

*Унифлок*

Q2= n2L2=0,04·740=29,6 кг

*Сода каустическая*

Q2= n2L2=0,05·740=37 кг

Q=4980,2+74+29,6+37=5120,8 кг

**Интервал 790-1981**

*Глинопорошок*

Q3= n3L3=1,48·1080=1598,4 кг

*КМЦ*

Q3= n3L3=0,24·1080=259,2 кг

*ФК-2000*

Q3= n3L3=0,98·1080=1058,4 кг

*ТБФ(Пента)*

Q3= n3L3=0,10·1080=108 кг

*ГКЖ*

Q3= n3L3=0,43·1080=464,4 кг

*Унифлок*

Q3= n3L3=0,07·1080=75,6 кг

Q=1598,4+259,2+1058,4+108+75,6=3099,6 кг

**Интервал 1981-2114**

**«Порофлок»**

*Глинопорошок*

Q4= n4L4=1,359·133=180,7 кг

*Мел*

Q4= n4L4=2,71·133=360,43кг

*КМЦ*

Q4= n4L4=0,36·133=47,88 кг

*Унифлок*

Q4= n4L4=0,045·133=5,9 кг

*КССБ*

Q4= n4L4=0,13·133=17,29кг

*Кальцинированная сода*

Q4= n4L4=0,045·133=5,9кг

*ТБФ*

Q4= n4L4=0,008·133=1,064 кг

Q=180,7+360,43+47,88+5,9+17,29+5,9+1,064=613,184 кг

Общий объём хим.реагентов Q, кг

Q=614,5+5120,8+3099,6+613,184=9448,084 кг

**2.2 Первичная очистка бурового раствора**

С целью обеспечения полноты удаления выбуренной породы из бурового раствора и регулирования содержания твердой фазы в буровом растворе, а также с целью уменьшения объема наработки бурового раствора, а, следовательно, уменьшения объема отработанного бурового раствора (ОБР) при бурении эксплуатационных скважин рекомендуется осуществлять многоступенчатую систему очистки бурового раствора с использованием средств очистки, изготовленных зарубежными и отечественными фирмами. Оборудование бурового раствора расположено между вышечным и емкостным блоками на дополнительном емкостном основании. В состав четырёхступенчатой системы очистки бурового раствора входят: вибросита, пескоотделители, илоотделитель и центрифуга.

Очистка бурового раствора от шлама с помощью вибрационных сит — механический процесс, в котором частицы отделяются с помощью просеивающего устройства.

Главные факторы, определяющие глубину очистки и пропускную способность вибросита, — размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Основные элементы вибросита: основание 1, поддон для сбора очищенного раствора 7, приемник с распределителем потока 2, вибрирующая рама 5 с сеткой 4, вибратор 3, амортизаторы 6. Вибрирующие рамы располагают как в горизонтальной, так и в наклонной плоскости, а их движение может быть возвратно-поступательным по прямой, эллипсообразным, круговым и комбинированным.

В практике отечественного бурения используют одноярусные сдвоенные вибросита СВ-2 и СВ-2Б, одноярусные двухсеточные вибросита ВС-1.

Вибросито СВ-2 в состоянии пропустить до 60 л/с бурового раствора при сетке с размером ячейки 1Х5 мм. Рабочая часть сетки имеет длину 1,2 м и ширину 0,9 м. Сетка имеет частоту колебаний 1600 или 2000 в 1 мин. Наклон сетки к горизонту 12—18°. Вибрационное сито СВ-25—модернизированный вариант сита СВ-2.

Вибросито ВС-1 оснащено двумя заделанными в кассеты сетками. Используются сетки с размером ячейки 0,16х0,16; 0,2х0,2; 0,25х0,25; 0,4х0,4 и 0,9х0,9. Первая сетка устанавливается горизонтально, а вторая — с наклоном около 5° к горизонту. Траектория колебаний сеток эллиптическая. Наибольшая двойная амплитуда 8 мм, частота колебаний ИЗО и 1040 в 1 мин. Рабочая поверхность сетки 2,7 м2. Вибросито ВС-1 способно пропустить через сетку с ячейкой 0,16х0,16 до 10 л/с бурового раствора. При использовании сетки 0,9х0,9 пропускная способность вибросита превышает 100 л/с. Масса вибросита 1800кг, длина 3м, ширина 1,85м, высота 1,64м.

**Вибрационное сито ВС-1 состоит из:**

1) станина

2) вибрирующая рама

3) трубы рамы

4) приемная емкость

5) распределители потока

6) клиновый шибер

7) плоские шиберы

8) тумбы

9) цилиндрические пружины

10) вибратор

11) электродвигатель

**Библиографический список**

1. Ермолаева Л.В., Знаменский А.А. «Буровые промывочные жидкости»/ Метод. указ. к выполнению курсовой работы. Самара,1991. 11с.

2. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. «Справочник по промывке скважин.» М. Недра, 1984. 320с

3. Середа Н.Г., Соловьёв Е.М. «Бурение нефтяных и газовых скважин.» М. Недра, 1988. 360 с.