**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ**

**ЛАБОРАТОРНО – ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ**

**Перечень лабораторно – практических работ**

по Учебной дисциплине

**«Техника и технология бурения скважин»**

**специальность**

**«Монтаж, техническая эксплуатация оборудования в нефтегазовой отрасли»**

|  |  |
| --- | --- |
| **Раздел 1.** **Основы нефтегазовой геологии** | **Практические занятия** 1.Расчет термобарических условий в скважине |
| **Раздел 2.****Наземное оборудование и инструмент для бурения нефтяных и газовых скважин** | **Практические занятия** 2. Выбор БУ согласно горно – геологическим условиям бурения скважины3.Выбор породоразрушающего инструмента в зависимости от горно – геологических условий бурения.4.Изучение кодировки износа породоразрушающего инструмента5.Расчет бурильной колонны на прочность |
| **Раздел 3.** **Технология промывки скважин буровые растворы** | **Лабораторная работа 1.**Определение основных свойств буровых растворов и реологических свойств буровых растворов6. Расчет необходимого количества материала для приготовления бурового раствора заданной плотности7.Расчет основных свойств бурового раствора8. Расчет гидравлической программы промывки |
| **Раздел 4. Осложнения и аварии при бурении** | 9.Выбор и обоснование ловильного инструмента для ликвидации аварий10.Расчет кислотной ванны для ликвидации прихвата бурильной колонны |
| **Раздел 5. Наклонно – направленное бурение** | 11. Расчет профиля наклонно – направленной скважины12. Графическое построение профиля наклонно – направленной скважины |
|  **Раздел6. Заканчивание скважин**  | 13. Построение графика совмещенных давлений. 14.Расчет глубины спуска кондуктора.15. Выбор и обоснование способа цементирования скважины.16. Расчет гидравлической программы цементирования 17.Выбор способа заканчивания скважины |

**Практическая работа № 1**

2 часа

**РАСЧЕТ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ**

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков определения термобарических условий на забое скважины

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Методические указания

2.2.Калькуляторы

**3.Литература**

3.1.Вадецкий Ю.В. «бурение нефтяных и газовых скважин»

3.2.Щукин А.А. «Строительство скважин» стр. 76 – 79

**4.Технология работы**

4.1.Понятие термобарическая характеристика.

4.2. Понятие Горное давление

4.3. Понятие Пластовое давление

**4.1.Расчет горного давления**

 Р г  = ∑ [ ( 1- П1 ) ρ ск + П1 ρж ] × h 1 g = ρ ср g Z, (1)

где П1 - пористость слоя породы( доли единицы);

ρ ск – плотность скелета породы кг/м3;

ρж - плотность жидкости в порах породы кг/м3 ;

h 1 - толщина слоя породы. м;

ρ ср – средняя плотность толщ пород, кг/м3 (ρ ср = 2,8 кг/м3);

Z – глубина залегания породы от дневной поверхности ( кровля пласта), м.

**4.2.Расчет пластового давления**

 П пл = ρ × g× h ≈ 10 4  × h, (2)

Где ρ – плотность воды , принимается равной 103  кг/м3;

* 1. ускорение свободного падения ( 9,8 м/с2);
	2. глубина на которой залегает пласт. М.

 Если давление в пласте больше гидростатического , то давление на устье скважины при закрытой задвижке определяется по формуле :

 П пл = ρ × g× h + Р ус,  (3)

где Р ус- давление на устье скважины , МПа.

1. Понятие пласт с АВПД и АНПД
2. Понятие многолетнемерзлые породы (ММП).
3. Геотермическая ступень и геотермический градиент.

**4.3. Расчет температуры на глубине**

 Т≈ Т0 + Г (Z – Z0) (4)

Где Т0 – температура нейтрального слоя Земли , 0С;

 Г – средний геотермический градиент; ( 0,03 0 С/м);

 Z - глубина залегания породы от дневной поверхности ( кровля пласта), м;

 Z0 – глубина нейтрального слоя , м ( 15 – 30 м).

**5. Содержание отчета**

5.1. Номер работы

5.2.определение термобарические условия

5.3. определение горного давления

5.4. определение пластового давления

5.5. Расчет по формулам (1,2,3,4)

5.6. заполнение таблицы результатов

 Форма таблицы результатов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №п\п |  Характеристики продуктивного пласта |  Полученные значения |
| 1. | Горное давление |  |
| 2. | Пластовое давление |  |
| 3. | Температура |  |

**Практическая работа № 2**

2 часа

**ВЫБОР БУ СОГЛАСНО ГОРНО -ГЕОЛОГИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ БУРЕНИЯ**

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков определения нагрузок на БУ и выбор БУ согласно горно – геологическим условиям бурения

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Методические указания

2.2.Калькуляторы

2.3.Материалы месторождений

**3. Задание**

3.1.Изучить текст к работе

3.2.Расчет веса обсадной колонны

3.3.Расчет веса бурильной колоны

3.4. Обоснование БУ

**4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Расчет

4.3. Выбор и обоснование БУ( Буровой установки)

**5.Технология работы**

При разбуривании нового нефтяного или газового месторождения большое значение имеет правильность выбора типа буровых установок, которые для данного района окажутся наиболее экономически выгодными. Прежде всего в зависимости от размеров площади, глубины залегания продуктивных горизонтов, расстояний от источников электроснабжения, перспективности близлежащих структур надо оценить целесообразность электрификации данного района. Первая задача – определение возможности и целесообразности сооружения линий электропередач для применения электрифицированных установок; вторая – выбор класса установок , которые позволят бурить быстрее и дешевле.

Исходные данные при выборе наиболее рационального класса буровой установки- проектная глубина бурения и конструкция скважины. Кроме того, для определения способа транспортировки и монтажа необходимо учитывать рельеф местности, грунтовые условия, ожидаемую скорость бурения.

 Задание : Выбрать класс буровой установки для определенных условий.

Исходные данные для выбора БУ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № | Глубина скважины, м  | Конструкция скважины | Глубина спуска ОК |
| кондуктор | Промежут. колонна | Эксплуатац. Колонна | Кондуктор,м | Промежут. Колонна,м  |
| Ǿ,мм | Вес 1м.п, Н/м | Ǿ,мм | Вес 1м.п,Н\м | Ǿ,мм | Вес 1м.п Н\М |
| 1 | 2500 | 340 | 1000 | 245 | 590 | 146 | 320 | 450 | 1200 |
| 2 | 2550 | 245 | 750 |  |  | 146 | 320 | 875 |  |
| 3 | 2600 | 340 | 1000 | 245 | 590 | 146 | 320 | 500 | 1250 |
| 4 | 2650 | 245 | 750 |  |  | 146 | 320 | 900 |  |
| 5 | 2700 | 340 | 1000 | 245 | 590 | 146 | 320 | 550 | 1300 |
| 6 | 2750 | 245 | 750 |  |  | 146 | 320 | 845 |  |
| 7 | 2800 | 340 | 1000 | 245 | 590 | 146 | 320 | 555 | 1350 |
| 8 | 2850 | 245 | 750 |  |  | 146 | 320 | 789 |  |
| 9 | 2900 | 340 | 1000 | 245 | 590 | 146 | 320 | 456 | 1400 |
| 10 | 3050 | 245 | 750 |  |  | 146 | 320 | 765 |  |
| 11 | 3100 | 340 | 1000 | 245 | 590 | 146 | 320 | 400 | 1500 |
| 12 | 3150 | 245 | 750 |  |  | 146 | 320 | 880 |  |

Дополнительные данные для всех вариантов .Глубина спуска эксплуатационной колонны равна глубине скважины. Бурильные трубы 127 мм, толщина стенки БТ σ =9 мм, вес одного погонного метра тубы g бт =279 Н/м; УБТ диаметром 178мм , всего УБТ 200 м,

g убт =1450Н\м.

**Пример:** Выбрать класс буровой установки для бурения скважины глубиной L = 3000м. Конструкция скважины: кондуктор диаметром 340мм при толщине стенки 11мм, вес 1м. кондуктора 1000Н\М, промежуточная колонна диаметром 245, толщина стенки 9,5 мм, вес 1м = 590Н/м. Эксплуатационная колонна диаметром 146 мм, вес1м = 320 Н/м. глубина спуска кондуктора lк = 400м, lп = 2200м, эксплуатационной колонны lэ = 3000м.

Для бурения скважин до проектной глубины применяются бурильные трубы 127 мм, толщина стенки БТ σ =9 мм, вес одного погонного метра тубы g бт =279 Н/м; УБТ диаметром 178мм , всего УБТ 200 м, g убт =1450Н\м.

**Решение:**

При этих условиях вес кондуктора

Gк = lк\*gк = 400\*1000= 0,4 МН

Вес промежуточной колонны

Gп = lп\*gп = 2200\*590= 1,3 МН

Вес эксплуатационной колонны

Gэ = lэ\*gэ = 3000\*320= 0,96 МН

Вес бурильных труб

Gбт = lбт\*gбт = 2800\*276= 0,77МН

Вес утяжеленных бурильных труб( УБТ)

Gубт = lубт\*gубт = 200\*1450= 0,29МН

Вес бурильной колонны с УБТ

Gбк = Gбт+ Gубт = 0,77+0,29 = 1,06 МН

Таким образом, наибольшую нагрузку будет испытывать установка при спуске промежуточной колонны, а вес бурильной колонны составит 1,06 НМ. Для этой глубины при роторном бурении разрывная прочность бурильных труб должна быть не менее

Rбт= kз Gбк =1,5\* 1,06 = 1,59МН

kз – коэффициент запаса = 1,5

Для бурильных труб разрывная прочность 1,56 МН. Этим требованиям по допустимой нагрузке на крюке удовлетворяет буровая установка пятого класса по ГОСТ 16293-82 с допустимой нагрузкой на крюке 2 МН или 200т. В соответствии с ГОСТом нагрузка от веса бурильной колонны допускается не более 0,6 разрывной прочности, т.е. 0.6 \* 2 = 1.2 НМ. Так в нашем случае Gбк = 1,06 МН, то выбранная установка удовлетворяет этим требованиям.

**Практическая работа № 3**

2 часа

**ВЫБОР ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГОРНО- ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ**

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков выбора ПРИ для определенных горно -геологических условий

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.калькуляторы

2.2.Материалы месторождений

**3. Используемая литература**

3.1. Н.В.Элияшевский «Типовые задачи и расчеты в бурении» ,

 Как пример задача №1 стр 32-35

**4. Задание**

4.1.Выбрать тип долота в зависимости от горно – геологических условий для одного стратиграфического подразделения

4.2.Определить средние показатели на одно долото

4.3Определить величину эксплуатационных затрат

**5. Требования к отчету**

5.1. Номер работы

5.2. Условия задачи

5.3. Решение задачи

54. Вывод

**6. Технология работы**

6.1 Решение задачи: Выбрать тип долота при следующих условиях

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Вариант | Страт. подразделение( свита) | Кол-во долот | Время бурения | Интервал бурения |
| 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 |
| 1 | Покурская  | 8 | 18 | 110 | 100 | 550 | 400 |
| 2 | Тюменская  | 10 | 20 | 95 | 90 | 450 | 324 |
| 3 | Покурская | 12 | 22 | 115 | 105 | 560 | 390 |
| 4 | Тюменская | 14 | 24 | 100 | 95 | 460 | 314 |
| 5 | Покурская | 6 | 16 | 120 | 110 | 570 | 380 |
| 6 | Тюменская | 8 | 18 | 105 | 100 | 470 | 304 |
| 7 | Покурская | 10 | 20 | 125 | 115 | 580 | 370 |
| 8 | Тюменская | 12 | 22 | 110 | 100 | 480 | 294 |
| 9 | Покурская | 14 | 24 | 130 | 120 | 590 | 360 |
| 10 | Тюменская | 16 | 26 | 115 | 110 | 490 | 264 |

**Дополнительные данные**

Цена долота( Сд ): 190 000 рублей

Продолжительность СПО ( tСПО +tВСП): 7 часов

Стоимость 1 часа работы буровой ( Св) : 29000 руб/ч

 **Пример :** Результаты бурения одного из стратиграфических подразделений следующие

( суммарные по всем скважинам):

1. Общее число израсходованных долот 1 – типа ( n1 = 12), 2 – типа ( n2= 22)
2. Пробурено долотами 1 типа (Н 1= 314 м), 2 – типа (Н 2= 300м)
3. Общее время бурения долота 1 типа ( Т1=116,65 ч), 2 типа ( Т2=93,75 ч).

Эти суммарные показатели взяты после проверки совокупности проходок на наличие дефектных данных и исключения их.

**Решение. Определяем средние показатели на одно долото.**

1. **Проходка на долото:**

1 – го типа h1= H1/n1 = 314/12 = 26,2 м;

2 – го типа h2= H2/n2 = 300/22 = 13,64 м;

1. **Стойкость долота:**

1 – го типа t1= (T1/H1)\*h1 = ( 116.65/314) \* 26,2 = 9,73 ч

2 – го типа t2= (T2/H2)\*h2 = ( 93,75/300) \* 13,64 = 4,26 ч

1. **Механическая скорость бурения долотом**

1 – го типа Vмех 1= H1/T1 = 314/116,65= 2,69 м/ч

2 – го типа Vмех 2= H2/T2 = 300/93,75= 3,2 м/ч

В связи с тем, что h1> h2; t1> t2, а Vмех 1 < Vмех 2, определяем эксплуатационные затраты на 1 м проходки в рассматриваемых условиях. Дополнительные данные : цена долот 1 – го типа и 2 – го типа одинакова и составляет Сд = 190 руб. Продолжительность СПО для данного интервала глубин, отнесенная к рейсу долота с учетом вспомогательных операций составляет t спо + t всп составляет 7 часов. Стоимость 1 часа работы буровой установки по затратам, зависящих от времени её работы, составляет Св = 29 руб/ч

1. **Величина эксплуатационных затрат на 1 метр проходки долотом**

С = [Св (t+tСПО+tВСП) + Сд] / h , ( 1)

Где Св – стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени; t – стойкость долот; tСПО – продолжительность СПО, tВСП – продолжительность вспомогательных работ; Сд – стоимость долота; h – проходка на долото.

Подставляем данные в формулу( 1) и получаем

 для долот 1 – го типа С1= 29\*(9,73+7)+190/26,2 = 25,77 руб.

для долот 2 – го типа С2= 29\*(4,26+7)+190/13,64 = 37,87 руб.

**ВЫВОД:** Так как С1 < С2 ( 25,77< 37,87), то для разбуривания данного стратиграфического подразделения принимаем долота 1 – го типа.

**Практическая работа № 4**

2 часа

**ИЗУЧЕНИЕ КОДИРОВКИ ИЗНОСА ПОРОДОРАЗРУЩАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА**

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков определения износа ПРИ

**2.Обеспечивающие средства**

2.1. ПРИ ( долота) различных типов.

2.2. Измерительные инструменты ( кольцевой шаблон, линейка).

2.3. Кодировка износа долот.

**3. Задание**

3.1.Изучить образцы долот, определить их тип.

3.2. Изучить кодировку износа долот

3.3. Проверить пригодность долот к работе.

**4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Характеристика образцов буровых долот

4.3. Определить кодировку износа и пригодность буровых долот к бурению

**5.Технология работы**

5.1. Выполнить задание в соответствии с заданием.

5.2. Ответить на контрольные вопросы.( устно).

**6. Контрольные вопросы**

6.1. Как классифицируются долота назначению

6.2. Виды опор шарошек долота

6.3. Дайте расшифровку долота III 215,9 СГНУ

6.4. По каким основным параметрам определяется износ шарошечного долота.

**7. Указания по износу**

**7.1 Оценка износа долот**

Оценка износа долота производиться после каждого подъема на

поверхность. При этом предварительная оценка производиться до отворота

долота, окончательная – после отворота долота и его очистки.

Целями оценки износа долот являются:

• определение пригодности долота для дальнейшего применения

• определение пригодности долота к реставрации

• выбор объекта, на котором конкретное долото может быть

использовано в дальнейшем

• анализ динамики износа инструмента с целью оптимизации

конструкции долот

**7.2** **Оценка износа долот с фиксированными резцами (PDC) по IADC**

Целью системы IADC для оценки отработанных долот с

фиксированными резцами - PDC – является стандартизация описания

отработанных долот для записи их физического состояния, и для

использования этих данных в разработке новых, улучшенных конструкциях

долот и для оптимизации правил их отработки.

Износ фиксированных резцов измеряется поперёк алмазного стола,

независимо от формы, размера и выступания резца. Он измеряется по 8-

бальной шкале от 0 до 8. Система оценки подразумевает, что износ

увеличивается с увеличением цифр - 0 нет износа – 8 полный износ.

Например, оценка 4 говорит нам, что резец изношен на 50%.

Резцы по поверхности долота делятся на 2 группы – «внутренние» 2/3

радиуса долота и «наружные» - внешние 1/3 радиуса долота.

Оценка состояния режущей структуры долота производится по 4

подгруппам–

• Внутренние ряды - (1)

• Наружные ряды - (2)

• Характер износа режущей структуры – (3)

• Местоположение основного износа - (4)

**Внутренних ряды (I-inner)**

Методика оценки износа единичных режущих элементов одинаков как

для долот PDC, так и для долот, армированных натуральными алмазами. Для

получения среднего износа резцов по внутренним рядам цифры, полученные

от замера индивидуального износа N резцов, расположенных в этой зоне,

суммируются и результат делится на количество резцов –

**Наружные ряды (O-outer)**

Аналогичные операции проводятся для резцов, расположенных в зоне

наружных рядов. Оба результата заносятся в графы «1 и 2» таблицы оценки

износа долот.

**Замечание:** для эксцентричных долот вся пилотная секция относится к

«внутренним рядам». Степень износа резцов для этих долот оценивается как

для нормальных долот PDC.

Степень износа резцов

**распределение внутренней и наружной зон на долотах PDC**

Код Описание Код Описание

BF Разрушение слоя пайки алмазов DL Расслоение резцов

LN Потеря насадки RR В рабочем состоянии

BT Сломанные Зубки /Резцы ER Эрозия

LT Потеря резцов WO Размыв корпуса

BU Зашламование долота HC Перегрев Тв/сплава

NR Не подлежит дальнейшей работе WT Износ резцов

CR Кернование JD Работа по металлу

PN Забойка насадок или промывочных каналов NO Нет износа

CT Дробление/сколы резцов LM Потеря части матричного корпуса

RO Кольцевой износ

**Местоположение (область износа)**

Буквенный или цифровой код используются, чтобы указать

местоположение на режущей поверхности долота, где отмечен основной

износ, записанный в графе «3». Это могут быть - C- внутренний конус; N-

нос; T-наружный конус; S-плечо; G-калибрующие; A-вся поверхность; M-

средние ряды и H-обратный конус.

**Оценка состояния калибрующих венцов и потери**

**диаметра долота (G-gauge – графа «6»)**

Шестая графа используется для записи состояния калибрующих систем

долота /касающихся стенок скважины/ и величины потери диаметра долота после

отработки. Для долот PDC, импрегнированных и алмазных он замеряется с

помощью номинальных /по стандарту API/ калибровочных колец. Код "I"

(допускается использовать «IN» для того, что бы не спутать с единицей)

показывает, что долото сохранило номинальный диаметр. Потери диаметра долот

измеряются в 1/16” дюйма. Если долото потеряло в диаметре 1/16 дюйма,

впишите цифру “1.”, если потеря 1/8” (2/16”) дюйма – цифру “2.” и т.д. Округлите

цифру износа диаметра до ближайшей 1/16. дюйма. Измерения проводятся по

калибрующим рядам, ближайшим к наружному диаметру долота. При

кодировании износа для внутренней отчетности ООО НПП «Буринтех»

допускается в графе «6» указывать износ в миллиметрах, с шагом 0,25 мм с

обязательным обозначением «мм» после цифрового обозначения.

**Таблица соответствия обозначений износу в миллиметрах**

***доли значение***

I (IN) 0/16 0,000 0

1 1/16 0,063 1,59

2 2/16 0,125 3,18

3 3/16 0,188 4,76

4 4/16 0,250 6,35

5 5/16 0,313 7,94

6 6/16 0,375 9,53

7 7/16 0,438 11,11

8 8/16 0,500 12,70

9 9/16 0,563 14,29

10 10/16 0,625 15,88

11 11/16 0,688 17,46

12 12/16 0,750 19,05

13 13/16 0,813 20,64

14 14/16 0,875 22,23

15 15/16 0,938 23,81

16 16/16 1,000 25,40

***Износ в дюймах Обозначение Износ в миллиметрах***

**Примеры износа долот**

***RO – кольцевой износ***

***WO – размыв корпуса***

***BT – слом резца***

***ER – Эрозия***

***ER – Эрозия корпуса***

***RR - Не подлежит дальнейшей работе***

***WT – износ резцов***

***LT – потеря резцов***

***CR – кернение долота***

**Практическая работа №5**

2 часа

**РАСЧЕТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ НА ПРОЧНОСТЬ**

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков для расчета бурильной колонны на прочность при турбинном бурении

**2.Обеспечивающие средства**

2.1. Калькулятор

2.2.Методические указания

**3.Литература**

3.1.Н.В.Элияшевский «Типовые задачи и расчеты в бурении» стр.59-64; стр. 64-69

**4. Задание**

4.1.Изучить общие рекомендации по расчету УБТ

4.2. Изучить общие рекомендации по расчету бурильных колонн при бурении забойными двигателями.

4.3. Рассчитать бурильную колонну при турбинном бурении

**5. Требования к отчету**

5.1. Номер работы

5.2.Таблица данных

5.3.Расчет по формулам

**6.Технология работы**

6.1. Выполнить задание в соответствии с заданием.

6.2. Ответить на контрольные вопросы.( устно).

**7. Контрольные вопросы**

7.1.ТБПВ

7.2. Назначение ведущей трубы

7.3. Назначение УБТ

7.4. Недостатки ЛБТ

**8. Методические указания для выполнения практической работы**

8.1 Данные для выполнения работы:

Глубина скважины ,м ( по горно – геологическим условиям бурения, по практической работе № 2);

Условия бурения нормальные;

Диаметр бурильных труб : 140 мм; 127мм; 114мм.

Толщина стенки трубы : 8мм ; 7 мм ; 7 мм.

Плотность бурового раствора: 1.14 г/см3; 1,13 г/см3; 1.12 г/см3.

* 1. Рассчитать допустимую глубину спуска бурильных труб по формуле 20 стр. 64.
	2. По таблице 24 стр. 50 – 55 находим предельную нагрузку и делим на 1,3 – для нормальных условий бурения.
	3. Определяем длину второй секции по формуле 24 стр. 65.
	4. Находим общую длину колонны L = lдоп + l2+ lУБТ ,
	5. По глубине скважины выбираем сколько труб необходимо доспустить для условий бурения.

**Лабораторная работа № 1**

2часа

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

***1.Цель и содержание работы:***

знакомство с основными параметрами глинистых растворов, изучение приборов и методики определения основных параметров глинистых растворов: плотности, водоотдачи, толщины глинистой корочки, содержание песка, стабильности, условной вязкости, статического напряжения сдвига, коллоидальности и суточного отстоя.

***2. Методическое обеспечение***

*Приборы и материалы:* приборы для определения свойств глинистых растворов, глинистый раствор.

***3.Порядок выполнения работы***

1. Знакомство в теоретической части с основными параметрами буровых растворов, с приборами и методикой их определения.

2. Проведение работы (определение основных параметров раствора).

3. Написание и индивидуальная защита отчета.

По каждому параметру дать определение (понятие параметра) и отметить его влияние на качество, экономичность и безаварийность буровых работ.

*1. Определение* ***плотности*** *глинистого раствора* - ρ, г/см3, кг / м3

Схема прибора **АБР-1**(*зарисовать схематично*). Порядок работы (*описать*). Результаты измерений (*занести в таблицу*):

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Плотность воды,ρв, г/см3 | Поправка плотности воды, ρв, г/см3 | Плотность раствора,ρр, г/см3(измеренное) | Плотность раствора,ρр, г/см3(с учетом поправки) |
|  |  |  |  |

*2. Определение* ***водоотдачи*** *глинистого раствора* - В, *см3/30 мин*.

Схема прибора **ВМ-6** (*зарисовать схематично*). Порядок работы (*описать*). Результаты измерений (*занести в таблицу*):

|  |  |
| --- | --- |
| Показания прибора (см3) через: | Водоотдача,В, см3/30 мин |
| 3 мин | 7,5 мин | 10 мин |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |

*3. Определение* ***толщины*** *глинистой корочки* - К, *мм*.

К = \_\_\_\_\_\_\_\_\_ мм.

*4. Определение процентного* ***содержания песка*** *и недиспергированных частиц в растворе* - П,%

Схема прибора **ОМ-2**(*зарисовать схематично*). Порядок работы (*описать*). Результаты измерений (*занести в таблицу*):

|  |  |
| --- | --- |
| Показание шкалы, см | Содержание песка П, % |
|  |  |

*5. Определение* ***стабильности*** *глинистого* ***раствора***- С, г/см3.

Схема прибора **ЦС-2** (*зарисовать схематично*). Порядок работы (*описать*). Результаты измерений (*занести в таблицу*):

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Плотность раствораверхней части ρв, г/см3 | Плотность растворанижней части ρн, г/см3 | СтабильностьС = ρн - ρв, г/см3 |
|  |  |  |

*6. Определение условной* ***вязкости*** *глинистого раствора* - Т, с.

Схема прибора **ВБР-1**  (*зарисовать схематично*). Порядок работы (*описать*). Результаты измерений (*занести в таблицу*):

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Водное число,Тв, с | Поправка, с | Вязкость раствораТ, с (измеренная) | Вязкость раствораТ, с (с учетом поправки) |
|  |  |  |  |

*7. Определение статического напряжения сдвига*-Q1,10, Па

Схема прибора **СНС-2**. (*зарисовать схематично*). Порядок работы (*описать*). Результаты измерений (*занести в таблицу*):

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Время покоя, мин | Угол закручивания нити f, град f1 f2 f3 fср | К,Па/град | Q,Па |
| 1 |  |  |  |  |  |  |
| 10 |  |  |  |  |  |  |

Заключение. По значениям измеренных параметров делается вывод о качестве глинистого раствора и указывается, в каких условиях он может быть эффективно применен.

**Практическая работа №6**

2 часа

**РАСЧЕТ НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА МАТЕРИАЛА ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ЗАДАННОЙ ПЛОТНОСТИ**

*1. Цель работы*

Научиться готовить исходный глинистый раствор с заданными значениями плотности и осуществлять регулировку данного показателя до требуемой величины путем разбавления или добавления дисперсной фазы.

*2. Теоретическая часть*

*1. Расчет количества глины и воды для приготовления 1м3 глинистого раствора заданной плотности.*

Масса глины *mг* и масса воды *mв* (в кг)

**

 *mв = Vв ρ*в *; (2)*

Объем глины и воды *Vг , Vв* (в м3)



 *Vг = 1- Vв ; (4)*

где *ρг, ρ, ρв -* плотность глины, глинистого раствора и воды, кг/м3; n - влажность глины в долях единицы.

*Примечание*: для практических расчетов принимают

*ρг*= 2600 - 2700 кг/м3;

n = 0.05 - 0.1 (соответственно при влажности глины 5 - 10 %)

Пример 1

|  |  |
| --- | --- |
| *Дано*: *ρг = 2650 кг/м3;**n = 0.075;**ρ = 1100 кг/м3.* | *Найти*: *mг,, mв,, Vг,, Vв = ?* |

*Решение:*

По формуле (1, 2, 3, 4) вычисляем необходимую массу и объем глины и воды для получения глинистого раствора плотностью 1100 кг/м3





*Vв = 1 - 0.074 = 0.926 м3*

*mв = 0.926⋅1000 =926 кг*

*2. Расчет массы глины или утяжелителя (mдг, кг), добавляемых к исходному глинистому раствору для увеличения его плотности до требуемой величины*



где *ρи, ρтр*- плотность исходного глинистого раствора и требуемая плотность, кг/м3; *Vр*- объем исходного глинистого раствора, м3.

Пример 2

|  |  |
| --- | --- |
| *Дано*: *ρг = 2650 кг/м3;**ρтр = 1300 кг/м3;**ρи = 1100 кг/м3;**n = 0.075;**Vр = 2.0 м3.* | *Найти*: *mдг = ?* |

*Решение:*

По формуле (5) вычисляем массу глины или утяжелителя необходимую для увеличения плотности глинистого раствора до 1300 кг/м3



*3. Расчет объема добавляемого глинистого раствора большей плотности (Vдрб, м3) требуемого для увеличения плотности исходного раствора*



где *ρдр* - плотность добавляемого глинистого раствора (кг/м3).

Пример 3

|  |  |
| --- | --- |
| *Дано*: *ρдр = 1300 кг/м3;**ρи = 1100 кг/м3;**ρтр = 1150 кг/м3;**Vр = 2.0 м3.* | *Найти*:  *Vдрб = ?* |

*Решение:*

По формуле (6) вычисляем объема добавляемого глинистого раствора плотностью 1300 кг/м3 требуемого для увеличения плотности исходного раствора до 1500 кг/м3



*4. Расчет объема воды или глинистого раствора меньшей плотности (Vдв, м3), добавляемых в исходный глинистый раствор для снижения его плотности до требуемой величины*



где *ρдв*- плотность добавляемой воды или глинистого раствора меньшей плотности, кг/м3.

Пример 4

|  |  |
| --- | --- |
| *Дано*: *ρи = 1200 кг/м3;**ρтр = 1150 кг/м3;**Vр= 3.0 м3.* | *Найти*:  *Vдв = ?* |

*Решение:*

По формуле (7) вычисляем объем воды требуемый для уменьшения плотности исходного раствора до 1200 кг/м3



*4. Экспериментальная часть*

*4.1. Приборы, принадлежности и материалы*

При выполнении лабораторной работы используются: ареометр буровых растворов АБР-1; смесительная установка “Воронеж”; технические весы с разновесами; тахометр; микрокалькуляторы; мерный цилиндр на 500 мл; глинопорошок; техническая вода.

*4.2. Порядок выполнения лабораторной работы*

Для выполнения лабораторной работы подгруппа студентов разбивается на две бригады, каждая из которых выполняет индивидуальное задание. При выполнении задания необходимо руководствоваться изложенной выше методикой.

*4.3. Задание*

Объем приготавливаемого раствора 0,4 л = 0,4⋅10-3 м3

*ρг*=2650 кг/м3

*n* = 0,06

|  |  |
| --- | --- |
| Бригада I | Бригада II |
| 1. Приготовить исходный глинистый раствор плотностью *ρ* = 1030 кг/м3 | 1. Приготовить исходный глинистый раствор плотностью *ρ* = 1080 кг/м3 |
| 2. Утяжелить исходный раствор глиной до *ρтр* = 1080 кг/м3 | 2. Разбавить исходный раствор водой до *ρтр* = 1060 кг/м3 |
| 3. Разбавить раствор водой до *ρтр* = 1050 кг/м3 | 3. Утяжелить раствор глиной до *ρтр* = 1080 кг/м3 |

*Примечание*: время перемешивания раствора - 5 мин;

*4.4. Содержание отчета*

1. Цель работы.
2. Приборы, принадлежности, материалы.
3. Результаты расчетов.
4. Сравнительный анализ результатов полученных расчетным и опытным путем.

**Практическая работа №7**

2 часа

**РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА**

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков для расчета основных свойств бурового раствора

**2.Обеспечивающие средства**

2.1. Калькулятор

2.2.Методические указания

**3.Литература**

3.1.Ю.В.Вадецкий бурение нефтяных и газовых скважин стр 139-148

**4. Задание**

4.1.Изучить общие рекомендации по расчету параметров бурового раствора

4.2. Рассчитать плотность , вязкость, показатель фильтрации, СНС бурового раствора

**5. Требования к отчету**

5.1. Номер работы

5.2. Расчет по формулам

5.3 Таблица результатов расчета

**6.Технология работы**

**Текст к практической работе**

Буровые растворы выполняют ряд функций, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважин в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из них: обеспечение быстрого углубления, сохранение устойчивости стенок скважины и коллекторских свойств продуктивных горизонтов. Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия бурового раствора с контактирующей горной породой. Характер и интенсивность взаимодействия определяются породой и составом дисперсионной среды.

 Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются, в первую очередь , исходя из геологических условий бурения : физико–химический состав пород и содержание в них флюидов , пластового и горного давлений , забойной температуры . На площадях Западной Сибири буровые работы производят с использованием глинистых растворов . Глинистому раствору присущи такие функции : это способность глинизировать стенки ствола скважины и удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии в период прекращения циркуляции. Для избежания осложнений и аварий важно, чтобы из глинистого раствора, находящегося в скважине, не выпадали частицы выбуренной породы в период прекращения циркуляции.

 В силу ряда геологических условий для месторождений Западной Сибири наиболее походит глинистый буровой раствор: стратиграфический разрез в основном сложен глинистыми породами, что дает при необходимости применять “самозамес”, то есть наработку глинистого раствора можно производить непосредственно в скважине и экономить при этом как средства, так и время. Однако в данное время этот способ практически не используют так как свойства и качество глин на месторождениях разное, а следовательно трудно следить за параметрами и качеством бурового раствора, поэтому для приготовления раствора применяют глинопорошок.

 Глинистый раствор – наиболее универсальный а, следовательно, широко применяемый и доступный тип промывочной жидкости. Качество глинистого раствора оценивается рядом характеристик, основными из которых являются:

1. плотность;
2. статическое напряжение сдвига;
3. водоотдача;
4. вязкость;
5. содержание песка.

 Глинистый раствор приготовляют из глинопорошка и по мере необходимости обрабатывают следующими химическими реагентами :

* смазывающая добавка РЖС
* для предотвращения диспергирования , гидратации , а также как смазывающую добавку ГКЖ-10
* для понижения фильтрации САЙПАН для более эффективного понижения фильтрации ДК-ДРИЛ А1 существуют и другие добавки , которые применяют согласно горно – геологическим условиях бурения

По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ08-624-03 плотность бурового раствора должна определятся из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления превышающее пластовое на величину:

* 10% для интервалов бурения глубиной до 1200м.
* 5% для интервалов бурения глубинной от 1200 до 2500м.

Данные для расчета – материалы по месторождениям ( по 1 практической работе)

**Пример**

**Расчет плотности бурового раствора**

Плотность бурового раствора рассчитывается по формуле:

**ρб.р..= Рпл / (g \* H) + (0,1 ~ 0,15)\* Рпл / (g \* H) (1)**

где Рпл – пластовое давление, МПа;

g – ускорение свободного падения;

Н – глубина скважины, м.

В интервале бурения от 0 до 450 метров

Рпл= 4,41 МПа

ρб.р=[4,41\*106/(9,8\*450)]+[(0,1~0,15)\*4,41\*106/(9,8\*450)]=1,1~1,15 г/см3

Принимаем плотность бурового раствора 1,15 г/см3, так как на этом интервале возможны осыпи и обвалы стенок скважины и плотность раствора должна иметь максимальное значение.

В интервале от 450 до 1950 метров

Рпл=21 МПа

ρб.р=[21\*106/(9,8\*1950)]+[(0,5~0,1)\*21\*106/(9,8\*1950)]=1,16~1,21г/см3

Принимаем плотность бурового раствора 1,18 г/см3, так как при очень большой плотности может возникнуть поглощение бурового раствора.

В интервале от 1950 до 2400 метров

Рпл=25,9 МПа

ρб.р=[25,9\*106/(9,8\*2400)]+[(0,05~0,1)\*25,9\*106/(9,8\*2400)]=1,16~1,21г/см3

Принимаем минимальную плотность 1,16 г/см3, для минимального воздействия на пласт и избежания поглощений.

**Расчет условной вязкости**

По рекомендациям ВНИИКР нефть условная вязкость рассчитывается по формуле:

**УВ ≤ 21\*ρ\*10-3 (2)**

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м3

На интервале от 0 до 450 метров

УВ ≤ 21 \* 1150 \* 10-3 =24 с

На интервале от 450 до 1950 метров

УВ ≤ 21 \* 1180 \*10-3 =24,8 с

На интервале от 950 до 2390 метров

УВ ≤ 21 \* 1160 \* 10-3 =24,4 с

**Расчет статического напряжения сдвига**

Значения статического напряжения сдвига (СНС) должны быть минимальными, но достаточными для удержания во взвешенном состоянии в покоящемся буровом растворе частиц шлама и утяжелителя.

СНС рассчитывается по формуле:

**СНС10 = (d \* (ρn – ρ) \* g \* k) / 6, дПа (3)**

где d – условный диаметр частиц шлама, м;

k – коэффициент учитывающий реальную форму частиц шлама, k = 0,4÷0,6;

ρn – плотность горной породы, кг/м3;

ρ – плотность бурового раствора, кг/м3;

g – ускорение свободного падения, м/с2.

**СНС1 ≥ 0,5 \* (2 – е-110·\*d) \* d \* (ρn – ρ), дПа (4)**

Принимаются следующие данные:

d = 5 мм,

g = 9,8 м/с2,

k = 0,5.

На интервале от 0 до 450 метров

ρn = 2100 кг/м3

СНС1 ≥ 0,5 \* (2– е-110\*5\*10-3) \* 5 \*10-3 \*(2100 – 1150) = 34 дПа;

СНС10 = (5 \* 10-3 \* (2100 – 1150) \* 9,8 \* 0,5) / 6 = 38 дПа.

На интервале от 450 до 1950 метров

ρn = 2140 кг/м3

СНС1 ≥ 0,5 \* (2 – е-110\*5\*10-3) \* 5 \*10-3 \* (2140 – 1180) = 35 дПа;

СНС10 = (5 \*10-3 \* (2140 – 1180) \* 9,8 \*0,5) / 6 = 39 дПа.

На интервале от 1950 до 2400 метров

ρn = 2170 кг/м3

СНС1 ≥ 0,5 \* (2 – е-110\*5\*10-3) · 5 ·10-3 · (2170– 1160) = 37 дПа;

СНС10 = (5 \*10-3 \*(2170– 1160) \*9,8 \*0,5) / 6 = 41 дПа.

**Показатель фильтрации бурового раствора**

Показатель фильтрации рассчитывается по формуле:

**Ф ≤ Фt,р / [(1+0,028 \*(Т-20)) \*(1+3,9 \*(1-exp \*(-0,1\*∆Р)))], (5)**

где Фt,р – максимально допустимая величина показателя фильтрации в условиях высоких температур и давлений, Фt,р= 15 (см3/30мин);

∆Р – максимальная величина репрессии на вскрываемые бурением пласты, МПа;

Т – максимальная температура в рассматриваемом интервале, 0С.

Максимальная величина репрессии на вскрываемые бурением пласты рассчитывается по формуле:

***∆Р = (ρ – ρnρ) \*g \*H\*10-6, МПа (6)***

где ρ – плотность бурового раствора кг/м3;

ρnρ – величина пластового давления в эквиваленте плотности, кг/м3;

Н – глубина интервала, м.

В интервале бурения от 0 до 450 метров

∆Р = (1150 – 1000) \*9,8 \*450\*10-6 = 0,7 МПа;

Ф≤15/[(1+0,028\*(22-20))\*(1+3,9\*(1-exp\*(-0,1\*0,7)))]= 7 см3/30мин

В интервале бурения от 450 до 1950 метров

∆Р = (1180 – 1000) \*9,8 \*1950\*10-6 = 3,44 МПа

Ф≤15/[(1+0,028\*(60-20))\*(1+3,9\*(1-exp\*(-0,1\*3,44)))]= 5 см3/30мин

В интервале бурении от 1950 до 2400 метров

∆Р = (1160 – 1000)\*9,8 \*2400\*10-6 = 3,76 МПа;

Ф ≤ 15 / [(1+0,028 \*(72-20\* (1+3,9 \*(1-exp\*(-0,1\*3,76)))]= 3 см3/30мин

Рассчитанные выше значения параметров бурового раствора приведены в таблице 1

Таблица 1 - Показатели свойств бурового раствора.

|  |  |
| --- | --- |
| Интервал, м | Показатели |
| От | До | Плотность, г/см3 | СНС1/10, дПа | УВ, с | Водоотдача, см3/30мин | Содержание песка, % |
| 0 | 450 | 1,15 | 34/38 | 24 | 7 | <1 |
| 450 | 1950 | 1,18 | 35/39 | 24,8 | 5 | <1 |
| 1950 | 2400 | 1,16 | 37/41 | 24,4 | 3 | <1 |
|  |  |  |  |  |  |  |

**Практическая работа №8**

**РАСЧЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЫ ПРОМЫВКИ**

**2 часа**

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков расчета гидравлической программы промывки **2.Обеспечивающие средства**

2.1. Калькулятор

2.2.Методические указания

**3.Литература**

3.1.Ю.В.Вадецкий бурение нефтяных и газовых скважин 205- 208

**4. Задание**

4.1.Расчет объема бурового раствора по интервалам бурения

4.2. Определение максимальной подачи бурового насоса

4.3. Определение количества буровых насосов

4.4. Определение диаметра втулок бурового насоса

4.5.Определить рабочее давление бурового насоса.

**5. Требования к отчету**

5.1. Номер работы

5.2. Расчет по формулам

5.3 Таблица результатов расчета

**6.Технология работы**

Гидравлический расчет производится для гидравлического способа бурения. Данные для расчета сведены в табл.1

### Таблица 1- Исходные данные для расчета

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование параметров | Значения |
| Глубина скважины, м | 2559 |
| Диаметр скважины, м | 0,248 |
| Плотность разбуриваемых пород, кг/мЗ | 2400 |
| Механическая скорость бурения | 0,015 |
| Максимальная скорость подъема жидкости взатрубном пространстве, обеспечивающая вынос шлама, м/ч | 0,75 |
| Реологические свойства жидкости: |  |
| - динамическое напряжение сдвига, Па | 6 |
| - пластическая вязкость, Па \*с | 0,008 |
| Момент турбобура, необходимый для разрушения породы, Н\*М | 1450 |
| Элементы бурильной колонны: |  |
| УТБ: |  |
| - длина , м | 24 |
| - наружный диаметр, м | 0,178 |
| ТБПВ: |  |
| - длина, м | 384 |
| - наружный диаметр, м | 0,127 |
| - внутренний диаметр, м | 0,109 |
| - наружный диаметр замкового соединения, м | 0,170 |
| ЛБТ: |  |
| - длина , м | 2166 |
| - наружный диаметр, м | 0,147 |
| - внутренний диаметр, м | 0,125 |
| - наружный диаметр замкового соединения, м | 0,168 |
| Элементы наземной обвязки: |  |
| - условный размер стояка, мм | 140 |
| - диаметр проходного сечения бурового рукава, мм | 102 |
| - диаметр проходного сечения вертлюга, мм | 75 |
| - диаметр проходного сечения ведущей трубы, мм | 40 |

1 .*Определение расхода промывочной жидкости из условия выноса шлама при минимальном наружном диаметре труб бурильной колонны*:

Q = π2/4 \* (dc - dn) 2\* VK,

где Q - расход промывочной жидкости, м3/с;

dc - диаметр скважины, м ;

dn - наружный диаметр ТБПВ, м;

Q = 3,142/4 \* (0,248 - 0,127 )2 \* 0,75 = 0,027 м3/с

2. *Определение расхода промывочной жидкости из условия очистки забоя скважины:*

Q = а \* π2/4 \* dc ,

где а - коэффициент, учитывающий турбинный способ бурения,

а = 0,65.

Q = 0,65 \* 3,142/4 \* 0,248 = 0,031 м3/с

**Выбор диаметра втулок и определение подачи насоса.**

По наибольшему значению Q = 0,031 м3/с выбираем диаметр втулок буровых насосов. На практике часто из двух установленных насосов используют один, а другой находится в резерве. Однако если гидравлическая часть насосов будет надежной, то для подвода большей гидравлической мощности к долоту, обеспечивая Q>0,031 м3/с, целесообразно применять оба насоса. В данной работе расчеты проведены при работ одного насоса. Принимаем диаметр втулок 170 мм и определяем подачу одного насоса (п=1) при коэффициенте наполнения m = 0,9 по формуле:

Q = п \* m \* Qн ,

где Qн - подача насоса при данном диаметре втулок, м3/с.

Q = 1,0 \* 0,9 \* 0,0355 = 0,0319 м3/с

Найденная подача приемлема, так как она не меньше подач, полученных выше. Тогда минимальная скорость жидкости в кольцевом канале за ТБПВ:

Vкп= 4Q / π2(dc2 - dn2 ),

Vкп = 4\*0,0319 / 3,142 (0,2482 -0,1272)= 0,895 м/с

**Расчет расхода очистного агента**

Циркуляция бурового раствора при бурении должна обеспечивать частоту ствола скважины и забоя ,охлаждение долота , способствовать разрушению породы ,предупреждать осложнения . Опыт бурения показал , что для долот диаметром 320 – 393 мм вполне достаточны расходы 70 – 80 л /с и 20 – 25 л /с для долот диаметром 215 – 265 мм .Для улучшения очистки важно не увеличивать расход сверх этих величин , а совершенствование направления потоков на забой и активизировать скорости истечения раствора из насадок .

Расчет проводим по интенсивности очистки забоя скважины и по восходящим потокам .

1) Расчет расхода промывочной жидкости по интенсивности очистки забоя скважины по интервалам : Q = к \* S заб , ( 12 )

где к – коэффициент удельного расхода жидкости равный 0,03 – 0,065 л /с на 1см2 ;

 S заб – площадь забоя , см2 .

S заб = 0,785 \* Дд2 , ( 13 )

Где Дд – диаметр долота , см .Расчет расхода при бурении под направление , кондуктор , эксплуатационную колонну

S заб = 0,785 \* 39,37 \* 39,37 = 1216,7 см2;

Q = 0,065 \* 1216,7 = 79 л /с;

S заб = 0,785 \* 29,53 \* 29,53 = 684,5 см2;

Q = 0,065 \* 684,5 = 44 л /с;

S заб = 0,785 \* 21,59 \* 21,59 = 365,9 см2;

Q = 0.065 \* 365,9 = 23,78 л /с.

2) Расчет расхода промывочной жидкости по скорости восходящего потока , при этом рекомендуемые скорости восходящего потока рекомендуется принимать следующие значения: для пород типа М – (0,9 – 1,3) ;

 для пород типа С – (0,9--1,3 ) ;

 Q = Vвос \* S к.п. , л /с , ( 14)

где Vвос – скорость восходящего потока , л /с ,

 S к.п. – площадь кольцевого пространства , м2 .

 S к.п. = 0,785 \* ( Дд2 – Д б.т2. ) \* 1000 , м2; ( 15 )

где Дд – диаметр долота , м ;

 Д б.т. – диаметр бурильных труб , м

 Д б.т. = 0.114 м.

## Расчет расхода промывочной жидкости при бурении под

направление , кондуктор , эксплуатационную колонну:

S к.п. = 0,785 \* (0,39372 - 0,1142 ) \* 1000 = 111,4 м2;

Q = 0.9 \* 111.4 = 100 л /с;

S к.п. = 0,785 \* ( 0,29532 – 0,1142 ) \* 1000 = 58 м2;

Q = 0.9 \* 58 = 52.2 л /с;

S к.п. = 0,785 \* (0,21592 - 0,1142 ) \* 1000 = 26,3 м2;

Q = 0.7 \* 26,3 = 18,4 л /с .

3) Расчет расхода промывочной жидкости , обеспечивающий вынос шлама:

Q=Vкр\*Smax + Sзаб \* V мех \* (Yп – Yж ) / Yсм - Yж , л/с ( 16 )

Где Vмех – скорость частиц шлама относительно промывочной жидкости , м /с;

Smax – максимальная площадь кольцевого пространства,м2

Sзаб – площадь забоя скважины , м2

Vмех – механическая скорость бурения , м /с

Yсм – удельный вес смеси шлама и промывочной жидкости , г /см3

Yж – удельный вес промывочной жидкости , г /см3

Yсм – Yж = 0,01 – 0,02 г / см3. Проектом принято 0,02 г/см3

Задаются параметры и рассчитываются площади забоя :

Vмех = 0,05 м /с ; Vкр = 0,5 м /с ;Yп = 2,4 г /см3 ;

Yж = 1,2 г/см3 ;

-- на интервале 0 – 40 : Sзаб = 0,39372 \* 0,785 = 0,121 м2;

-- на интервале 40 – 450 метров : Sзаб = 0,29532 \* 0,785 = 0,068 м2;

-- на интервале 450 – 2400 метров : Sзаб = 0,21592 \* 0,785 = 0,036 м2 ;

*Максимальная площадь кольцевого пространства :*

-- на интервале 0 – 40 метров ; Sмах = (0,39372 - 0,1272 ) \* 0,785 = 0,109 м2;

 -- на интервале 40 – 450 метров: Sмах = ( 0,29532 - 0,1272 ) \* 0,785 = 0,055 м2;

-- на интервале 450 – 2400 метров :Sмах = ( 0,21592 – 0,1272 ) \* 0,785 = 0,024 м2 .

Подставляя полученные значения в формулу (16 )

найдем расходы промывочной жидкости при бурении под

направление , кондуктор , эксплуатационную колонну :

Q = 0,5 \* 0,109 + 0,121 \* 0,05 \* ( 2,4 – 1,2 ) / 0,02 = 41 л /с

Q = 0,5 \* 0,055 + 0,068 \* 0,05 \* ( 2,4 – 1,2 ) / 0,02 = 23 л /с

Q =0,5\* 0,024 + 0,036 \* 0,05 \* ( 2,4 – 1,2 ) / 0.02 = 28 л /с

4) Расчет расхода промывочной жидкости , предотвращающий размыв стенок скважины :

 Q = Smin \* Vк.п.max , л /с ( 17)

где Smin – минимальная площадь кольцевого пространства, м2 ;

 Vк.п.max – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве , м /с .

Принято Vк.п.max = 1,5 м /с .

Задаются минимальные диаметры при бурении

* под направление – 0,178 м ,
* под кондуктор – 0,172 м ,
* под эксплуатационную колонну – 0,127 м .

Q = 0,048 \* 1,5 = 70 л /с;

Q = 0,044 \* 1,5 = 66 л /с;

 Q = 0,019 \* 1,5 = 28,5 л /с.

 5) Расчет расхода промывочной жидкости для предотвращения прихватов :

Q = Smах \* Vк.п.min , л /с ( 18 )

где Vк.п.min – минимально допустимая скорость промывочной жидкости в кольцевом пространстве равная 0,5 м /с ;

 Smax – максимальная площадь кольцевого пространства , м2

Q = 0,109 \* 0,5 = 54,5 л /с;

Q = 0,055 \* 0,5 = 27,5 л /с;

Q = 0,024 \* 0,5 = 12 л /с.

Расчет по скорости истечения из насадок долота :

Q = Fm \* Vд ( 19 )

 где Vд – скорость истечения из насадок равна 125 м/с;

 Fm - площадь насадки равна 13,5 см2

Q = 0.00135 \* 125 = 0,1687 м3/с ; Q = 16,7 л/с.

Давление гидроразрыва:

Ргр = 0.87 \* Ргор , МПа ( 20 )

Ргор = Y \* 0.01 \* H , МПа ( 21 )

где Y – удельная плотность горных пород , г/см3 ;

 H – глубина скважины , м .

 Давление гидроразрыва по формулам ( 20 ) , ( 21 ) равно :

Ргор = 2,4 \* 0,01 \* 2800 = 67,2 МПа ,

Ргр = 0,87 \* 67,2 = 52,464 МПа .

**Практическая работа №10**

**РАСЧЕТ КИСЛОТНОЙ ВАННЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТА**

2 часа

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков жидкостной ванны для ликвидации прихвата

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Методические указания

**3. Задание**

3.1.Расчитать кислотную ванну для определенных условий

3.2. Ответить на вопросы

**4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

4.3. Ответы на вопросы

**5.Технология выполнения**

 **Исходные данные для решения задачи**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № варианта | Глубина скважины, м | Длинанеприхваченнойчасти БК, м | Диаметр Долота, мм |
| 1 | 3050 | 2750 | 215,9 |
| 2 | 3000 | 2700 | 190,5 |
| 3 | 2900 | 2600 | 215,9 |
| 4 | 2950 | 2650 | 190,5 |
| 5 | 2800 | 2500 | 215,9 |
| 6 | 2750 | 2450 | 190,5 |
| 7 | 2700 | 2300 | 215,9 |
| 8 | 2650 | 2250 | 190,5 |
| 9 | 2600 | 2200 | 215,9 |
| 10 | 2550 | 2150 | 190,5 |
| 11 | 2500 | 2200 | 215,9 |
| 12 | 2450 | 2150 | 190,5 |

Рассчитать нефтяную ванну для освобождения прихваченных 140-мм бурильных труб с толщиной стенки = 8 мм, если глубина скважины Н = 2300 м, диаметр долота = 295,3 мм, длина неприхваченной части колонны = 2000 м, плотность бурового раствора = 1,25 г/см., плотность нефти = 0,8 г/см.

*Решение.* Определим необходимое количество нефти для ванны

  (1)

где D- диаметр скважины, м.

 мм = 0,354 м.

Здесь к – коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины за счет образования каверн, трещин и пр. (величина его колеблется в пределах 1,05 – 1,3); D = 0,140 м – наружный диаметр бурильных труб, м; - высота подъема нефти в затрубном пространстве. Нефть поднимают на 50-100 м выше места прихвата

  (2)

м;

d – внутренний диаметр бурильных труб, м

мм = 0,124 м;

= 8 мм- толщина стенки бурильных труб; - высота столба нефти в трубах, необходимая для периодического (через 1-2 ч) подкачивания нефти в затрубное пространство. Принимая = 200 м, находим

 м.

Количество бурового раствора для продавки нефти

  (3)

  м.

Определим максимальное давление при закачке нефти, когда за бурильными трубами находится буровой раствор, а сами трубы заполнены нефтью

  (4)

где - давление, возникающее при разности плотностей столбов жидкости в скважине ( в трубах и за трубами)

  МПа.

 - давление, идущее на преодоление гидравлических потерь. С достаточной для практических расчетов точностью

= 0,001Н + 8 = 0,001 · 2300 + 8 = 3,1 МПа.

Тогда

 = 10,3 + 3,1 = 13,4 МПа.

Считая, что нефтяная ванна будет проводиться при помощи агрегата ЦА-300, мощностью двигателя которого N = 120 кВт, можем определить возможную подачу насоса

  дм/с,

где - кпд. насоса агрегата ЦА-300, равный 0,635.

**П р и м е ч а н и е.** Расчет водяной и кислотной ванн проводится аналогично расчету нефтяной ванны.

**Контрольные вопросы :**

1.Назвать основные причины возникновения прихватов.

2. Способы ликвидации прихватов бурильных труб

3. Способы ликвидации прихватов обсадных труб

**Практическая работа № 11**

2 часа

**РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО ПРОФИЛЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО СТВОЛА НА ПЛОСКОСТИ ИЗ ИНТЕРВАЛА СТАБИЛИЗАЦИИ ОСНОВНОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПО МЕТОДИКЕ ТПУ, БНГС**

*1. Цель работы*

Научиться рассчитывать профиль наклонной скважины

**2.Обеспечивающие средства**

2.1. Калькулятор

2.2.Методические указания

**3.Литература**

3.1.Н.В.Элияшевский «Типовые задачи и расчеты в бурении» стр. 264- 289

**4. Теоретическая часть**

Траектории всех дополнительных стволов практически можно свести к трем основным типам: прямолинейным; криволинейным и комбинированным. В конкретных геолого-технических условиях бурения, возможно различное их сочетание.

При проектировании профиля дополнительного ствола необходимо решить следующие задачи: выбрать тип профиля, рассчитать параметры профиля дополнительного ствола или стволов и построить профиль многоствольной скважины на геологическом разрезе.

Общие требования к технологии бурения дополнительного ствола или стволов, формулируются следующим образом.

1. Скважина в интервале забуривания дополнительного ствола, должна быть закреплена одной колонной обсадных труб.

2. Максимальная интенсивность искривления оси скважины выше интервала забуривания должны составлять не более 2 -3 градусов на 10 метров.

3. Вероятность выбросов нефти и газа при забуривании дополнительного ствола, должна быть минимальной.

4. Проектная длина дополнительного ствола должна не менее чем в два раза превышать величину горизонтального смещения нового забоя от забоя бездействующей эксплуатационной скважины.

5. Вырезаемое “окно” либо участок эксплуатационной колонны должны находиться в зоне цементного кольца на возможно большей глубине, чтобы максимально использовать эксплуатационную колонну и сократить длину второго ствола.

6. Прорезать “окно” следует в интервале между двумя муфтами обсадной трубы (чтобы облегчить этот процесс и не нарушать прочность эксплуатационной колонны).

7. Зарезка дополнительного ствола должна осуществляется в интервале залегания сравнительно твердых пород или глин, так как вскрытие окна против слабосцементированных песков и песчаников, может привести к осыпанию пород, а против крепких и перемежающихся - к тому, что дополнительный ствол не будет отходить от основного и буриться рядом с ним.

8. В случае, если скважина не эксплуатируется по причине аварии, то бурение дополнительного ствола должно осуществляться выше интервала аварии на 40 - 60 метров.

9. При применении клина в качестве отклонителя, для обеспечения возможности его ориентирования, необходимо, чтобы зенитный угол основного ствола скважины составлял не менее 5 градусов. Эффективность бурения дополнительных стволов зависит от глубины его заложения в эксплуатационной колонне основного ствола скважины, от угла отклонения и от его кривизны. При этом следует иметь ввиду, что увеличение глубины заложения дополнительного ствола не всегда приводит к существенному уменьшению его длины, но обязательно вызывает увеличение кривизны. Необходимо так же учитывать границы проводки дополнительного ствола в эксплуатационной колонне основного: верхней - экономической, при которой стоимость бурения дополнительного ствола не превышает стоимости бурения новой скважины и нижней - технической возможностью применяемого оборудования.

**Расчетная часть**

Допустимая интенсивность искривления на криволинейных участках дополнительного ствола определяется следующими факторами:

**1**. Минимальный радиус кривизны (Rдmin) с учетом условий проходимости инструмента и оборудования находится по формуле

 L2

 Rдmin = ------------------- , ( 1 )

 8 . ( D - d - к)

где L - длина спускаемого инструмента, м; d - наружный диаметр спускаемого инструмента, м; D - диаметр скважины или внутренний диаметр соответствующей обсадной колонны в зависимости от исходных условий расчета, м; к - необходимый зазор между стенками скважины и спускаемым инструментом, м.

**2**. Для нормальной эксплуатации бурильных и обсадных колонн значение радиуса кривизны должно быть не меньше вычисленного по следующей формуле

 E . d

 Rдmin = -------------- , ( 2 )

 2 . [σт ]

где Е - модуль упругости, кН/м2; d - наружный диаметр бурильных или обсадных труб, м; [σт] - предел текучести материала труб, кН/м2.

**3**. При спуске забойного двигателя через искривленные участки ствола скважины напряжения, возникающие в корпусе забойного двигателя, не должны превышать предела текучести. Значения минимальных радиусов кривизны, исходя из данного условия, следует определять из выражения

 0.25 . L2зд

 Rдmin = ---------------------------- , ( 3 )

1. . ( Дд - dзд ) - к

где Lзд - длина забойного двигателя, м; Дд - диаметр долота, м; dзд - диаметр забойного двигателя, м; к - значение технологического зазора, выбираемое исходя из конкретных условий бурения.

**4**. Значение радиуса кривизны ствола скважины в зависимости от допустимого нормального давления замков на горную породу рассчитывается по формуле

 P

 Rдmin = 12.5 . ----------- , ( 4 )

 Q

где P - осевое усилие, действующее на бурильные трубы, кН; Q - допустимое нормальное усилие замка на горную породу, кН; 12.5 - длина бурильной трубы, м.

После проведения расчетов по формулам (1) - (4) для проектирования за исходное принимается наибольшее значение допустимого радиуса искривления.Поскольку самый распространенный тип профиля основного ствола в Западной Сибири - четырехинтервальный, включающий четыре участка: вертикальный, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок уменьшения зенитного угла, зарезка дополнительного ствола наиболее вероятна на участке стабилизации или уменьшения зенитного угла основного ствола. Вскрываемые нефтяные пласты расположены горизонтально к рассматриваемой плоскости, поэтому при проектировании дополнительного горизонтального ствола угол входа в пласт рассчитывается по формуле

 α0 = arcSin (1 - h / R ), ( 5 ).

где h - глубина от кровли продуктивного пласта до начала горизонтального участка, м.; R- радиус искривления дополнительного ствола на участке набора угла, м.

**Методика расчета профиля дополнительного ствола**

Для выбора оптимального по стоимости профиля дополнительного ствола, необходимо рассчитать каждый из возможных вариантов его бурения, а затем реализовывать наиболее экономичный из них с учетом геолого-технических условий бурения.При проектировании дополнительного ствола следует также учитывать, что в случае, когда дополнительный ствол бурится с набором зенитного угла, то он состоит только из криволинейного участка, интенсивность искривления которого определяется из выражения

 i = 57.3 / Rд , (6 )

где Rд - радиус искривления этого участка, м

 180. Lкр

 Rд = ------------- , или (7 )

 π . δ

 Lкр = 0.01745 . Rд . δ , (8)

где Lкр - длина криволинейного участка, м; δ - общий угол искусственного искривления, град.

 δ = θк - θн , (9)

где θн, θк - соответственно начальный и конечный зенитные углы дополнительного ствола, град.

Горизонтальная (Sд) и вертикальная (hд) проекции криволинейного участка определяются из выражений

 Sд = Rд . (cosθн -cosθк); (10),

 hд = Rд . ( sinθк - sinθн) (11)

**Проектирование дополнительного ствола из интервала стабилизации**

**зенитного угла основного ствола скважины**

1. Порядок расчета стоимости бурения дополнительного ствола с постоянными набором зенитного угла и радиусом искривления (рис. 1, а)

а) Для наклонно направленного дополнительного ствола. Определяется угол входа дополнительного ствола из уравнения

 2.tgθн .( СОSθн + tgθн . Sinθн - S1 / Rд )

θк = arcSin ( --------------------------------------------------------- ±

 2 . ( 1 + tg2θн )

 4.tgθн2.( СОSθн +tgθн.Sinθн-S1/ Rд )2- 4. ( 1+ tg2θн ).((COSθн +tgθн.SinОн - S1/Rд )2 - 1)

±-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------- ),

 2 . ( 1 + tg2θн ) (12 )

где S1- расстояние по горизонтали между точками вскрытия пласта основным и дополнительным стволами, м; Rд - радиус искривления дополнительного ствола, м; θн - начальный зенитный угол дополнительного ствола, град.

Для расчетов принимается θк>0, уравнение (12) справедливо при Rд>S1, при этом минимальный радиус искривления дополнительного ствола (Rд), находится из выражения: Rд = S1/ (СОSθн - СОSθк - tgθн. (Sinθк - Sinθн) ) (13 ),

 при θк=89 градусов. Если таких технических средств в наличии нет, то необходимо проектировать дополнительный ствола по иной траектории. Длина дополнительного ствола находится по формуле (8.), вертикальная проекция по формуле (5.11), стоимость бурения определяется из выражения Сб = Смкр . Lкр, (14 ) где Смкр - стоимость бурения одного метра дополнительного ствола, тыс. руб; Lкр - длина криволинейного участка, м.

**Практическая работа № 12**

2 часа

**ГРАФИЧЕСКОЕ ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЯ НАКЛОННО - НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ**

*1. Цель работы*

Научиться строить профиль наклонной скважины

**2.Обеспечивающие средства**

2.1. Калькулятор

2.2.Методические указания

**3.Литература**

3.1.Н.В.Элияшевский «Типовые задачи и расчеты в бурении» стр. 264- 289

**4. Графическая часть**

|  |
| --- |
| *hд* |

|  |
| --- |
| ***в*** |

|  |
| --- |
| *θн* |

|  |
| --- |
| *S2* |

|  |
| --- |
| *S1* |

|  |
| --- |
| *Sд* |

|  |
| --- |
| *R2* |

|  |
| --- |
| *R1* |

|  |
| --- |
| *θк* |

|  |
| --- |
| *θк* |

|  |
| --- |
|  |

|  |
| --- |
| *hд* |

|  |
| --- |
| *θн* |

|  |
| --- |
| *S2* |

|  |
| --- |
| *Rд* |

|  |
| --- |
| *θк* |

|  |
| --- |
| *S1* |

|  |
| --- |
| *Sд* |

|  |
| --- |
| ***б*** |

|  |
| --- |
|  |

|  |
| --- |
| *hд* |

|  |
| --- |
| *θн* |

|  |
| --- |
| *Rд* |

|  |
| --- |
| *θк* |

|  |
| --- |
| *S2* |

|  |
| --- |
| *S1* |

|  |
| --- |
| *Sд* |

|  |
| --- |
| ***а*** |

Рис. 1. Возможные варианты профиля дополнительного ствола, проектируемого из интервала стабилизации зенитного угла основного, где основной ствол; дополнительный ствол.

 2. Порядок расчета дополнительного ствола комбинированного типа с одним криволинейным и прямолинейным участками (рис. 1, б).

Рассчитывается угол входа дополнительного ствола в продуктивный пласт по формуле

 2 . х . Sinθн ± 4 . х2 . Sin2θн - 4. ( х2 - COS2θн)

θк = arcSin --------------------------------------------------------------------- , (15 )

где х определяется из выражения

 ( Rд . CОSθн + Rд . tgθн . Sinθн - S1). COSθн

 х1,2 = ---------------------------------------------------------------- ±

 2 . Смкр.0.01745. Rд / Смпр

(-Rд.CОSθн-Rд.tgθн.Sinθн+S1)2.COS2θн-4(Смкр.0.0175.Rд).(Rд.Sin2θн - Cмкр.0.01745.Rд)

 Смпр  Смпр

 ± --------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

 2 . Смкр.0.01745. Rд / Смпр

где Смкр и Смпр - соответственно стоимость одного метра бурения криволинейного и прямолинейного участков дополнительного ствола, тыс. руб.; S1, Rд, θн

Для расчета конечного зенитного угла (θк) принимается -1 < х < 1.

 Вертикальной проекции дополнительного ствола, находится по формуле

hд =(Rд.cosθн-Rд.cosθк-Rд.tgθк.sinθк+Rд.tgθк.sinθн-S1)/(tgθн-tgθк) (16 )

# Вертикальная проекция находится из выражения

Sд = Rд .( cosθн - cosθк ) + (hд -Rд .( sinθк -sinθн)). tgθк, (17 )

Длина дополнительного ствола ( l ) определяется из выражения

l = 0.01745.Rд.( θк - θн) + (hд -Rд .( sinθк -sinθн))/ cosθк = lкр + lпр (18 )

Общая стоимость бурения дополнительного ствола по данной траектории (Сдс) будет равна Сдс = lкр . Смкр + lпр . Смпр, (19 )

Минимальный радиус искривления дополнительного ствола при θк =89 градусов находится из выражения

Rд = ((tgθн-tgθк).hд+S1)/(cosθн- cosθк- tgθк. sinθк + tgθк. sinθн ) (20 )

Далее проверяется наличие технического средства с рассчитанным радиусом искривления, если бурение осуществить возможно, то по формуле (15) определяется длина дополнительного ствола; по формуле (5.19) - стоимость бурения.

 3. Порядок расчета дополнительного ствола, состоящего из двух криволинейных участков с разными радиусами искривления R1 и R2 (рис. 1, в).

При проектировании дополнительного наклонно-направленного ствола угол входа в пласт определяется исходя из геолого-технических условий бурения и анализа месторождения.

**Горизонтальная проекция дополнительного ствола (Sд), определяется по формуле**

 Sд = R1. (cosθк - соsθк⏐) + R2. (cosθн - соsθк), (21)

где θн - зенитный угол основного ствола в интервале зарезки дополнительного, град.; θк - конечный зенитный угол первого криволинейного участка с радиусом R2, град.; θк⏐ - угол входа дополнительного ствола в продуктивный пласт, град. Вертикальная проекция дополнительного ствола равна hд = ( R1. (cosθк- соsθк⏐) + R2 . (cosθн - соsθк) - S1) / tgθн (22 ).Стоимость бурения находится из выражения

Сдс = Смкр1. lкр1 + Смкр2. lкр2 = 0.01745.R1.( θк⏐- θк) + 0.01745.R2.( θк - θн), (23 )

где lкр1, Смкр1 - соответственно длина в метрах и стоимость бурения в рублях криволинейного участка с радиусом искривления R1; lкр2, Смкр2 - соответственно длина в метрах и стоимость бурения в рублях криволинейного участка с радиусом искривления R2.После проведения расчетов по всем рассмотренным выше вариантам к реализации принимается тот вариант, стоимость бурения которого будет минимальной с учетом экономико-организационных и геолого-технических условий бурения.

## **Пример расчетов** Расчет оптимального профиля дополнительного ствола скважины , исходные данные:- зенитный угол входа основного ствола скважины в продуктивный пласт: θн = 30 градуса;

- расстояние между точкой вскрытия пласта основным и дополнительными стволами, отход основного ствола от дополнительного: S1 = 250 метров;

- минимальный радиус искривления дополнительного ствола с учетом отхода основного ствола от дополнительного и имеющихся в наличии технических средств ( комплекс для бурения дополнительных стволов применяемый в ОАО «Томскнефть» ВНК: Кардвел, который позволяет производить бурение дополнительного ствола со следующими радиусами искривления: 62, 144, 190, 280, 340, 385, 450, 525, 590, 630 метров): из условия, что радиус искривления должен быть больше чем отход основного ствола от дополнительного, принимаем минимальный Rд = 385 метров;

- стоимость бурения дополнительного ствола на криволинейном участке: Смкр = 1000000 рублей за метр;

- стоимость бурения дополнительного ствола на прямолинейном участке: Смпр = 890000 рублей за метр

**Проектирование криволинейного дополнительного ствола.**

Из условия проводки дополнительного ствола без установки отклоняющего клина:

Минимальный радиус искривления (формула 13) составляет 524 метра, принимаем с учетом имеющихся технических средств Rд = 525 метров. При этом оптимальный с экономической точки зрения угол входа дополнительного ствола в продуктивный пласт рассчитывался по формуле (12) и составляет θк = 84 градуса. Длина дополнительного ствола была найдена из выражения (8) и составляет 494,7 метра, вертикальная проекция дополнительного ствола (формула 11) равна 259.6 метра, горизонтальная проекция (формула 10) 400 метров. Стоимость бурения определялась по формуле (13) и составляет Сб = 494707,5 тыс. рублей .По данным инклинометрии основного ствола скважины и по результатам расчетов проекции дополнительного ствола выясняется место зарезки дополнительного ствола в эксплуатационной колонне основного.

В случае установки отклоняющего клина, начальный зенитный угол дополнительного ствола составит θн = 33 градуса (Угол скоса ложка клина зависит от диаметра отбуриваемого ствола, жесткости используемых бурильных труб, способа крепления дополнительного ствола и поэтому будет меняться в зависимости от конкретных условий Ориентировочно этот угол равен 2 - 4 градуса.). Минимальный радиус искривления (формула 13) составляет 565 метров, принимаем с учетом имеющихся технических средств Rд = 590 метров. При этом оптимальный с экономической точки зрения угол входа дополнительного ствола в продуктивный пласт рассчитывался по формуле (12) и составляет θк = 83 градуса. Длина дополнительного ствола была найдена из выражения (8) и составляет 514,8 метра, вертикальная проекция дополнительного ствола (формула 11) равна 264 метра, горизонтальная проекция (формула 10) 421.5 метров. Стоимость бурения определялась по формуле (13) и составляет Сб = 514775 тыс. рублей

**Проектирование дополнительного ствола комбинированного типа с одним криволинейным и прямолинейным участком.**

Минимальный радиус искривления Rд = 62 метра. Оптимальный угол входа дополнительного ствола в продуктивный пласт равен θк = 55 градусов (формула 15). Вертикальная проекция дополнительного ствола найденная по формуле (16) равна hд = 309,7 м, Sд=429м (формула 17). Стоимость бурения дополнительного ствола комбинированного типа рассчитывалась по формуле (19), при этом длина дополнительного ствола по (18.). Сдс = 392613.2 тыс. рублей в ценах 1997 года.

При проектировании комбинированного профиля дополнительного ствола из условия установки отклоняющего клина, θн = 33 град, Rд = 62 метра, угол входа дополнительного ствола в продуктивный пласт равен θк =50,3 градуса, вертикальная проекция дополнительного ствола hд = 491 метра, горизонтальная проекция равна 568,9 м, его стоимость бурения Сб = 530564тыс. рублей. Результаты расчетов сводим в таблицу 1, на основании которой к реализации принимается вариант комбинированного дополнительного ствола без установки отклоняющего клина, поскольку он самый дешевый. Таблица 1.Результаты расчетов возможных траекторий бурения дополнительного ствола

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  Радиус иск. доп. ствола, Rд, м. | θн, град. | θк, град. |  hд, м. | Sд, м. | Сб, тыс. рубл. |
| Криволинейный дополнительный ствол, без установки отклоняющего клина |
| 525 | 30 | 84 | 259,6 | 400 | 494707,5 |
| Криволинейный дополнительный ствол с установкой отклоняющего клина |
| 590 | 33 | 83 | 264 | 421,5 | 514775 |
| Комбинированный дополнительный ствол без клина |
| 62 | 30 | 55 | 309,7 | 429 | 392613,2 |
| Комбинированный дополнительный ствол с клином |
| 62 | 33 | 50,3 | 491 | 568,9 | 530564 |
|  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Исходные данные | 1 вариант | 2 вариант | 3 вариант | 4 вариант |
| Зенитный угол входа основного ствола скважины в продуктивный пласт: θн, град | 15 | 23 | 12 | 27 |
| Отход основного ствола от дополнительного: S1, м | 250 | 270 | 310 | 285 |
| Радиус искривления дополнительного ствола, м | 62, 144, 190, 280, 340, 385, 450, 525, 590, 630 |
| Стоимость метра бурения дополнительного ствола на криволинейном участке: Смкр, руб | 1000000 |
| Стоимость метра бурения дополнительного ствола на прямолинейном участке: Смпр, руб | 890000 |

**Практическая работа № 13**

2 часа

**ПОСТРОЕНИЕ ГРФФИКА СОВМЕЩЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ**

*1. Цель работы*

Научиться строить график совмещенных давлений для выбора конструкции скважины

**2.Обеспечивающие средства**

2.1. Калькулятор

2.2.Методические указания

**3.Литература**

3.1.Н.В.Элияшевский «Типовые задачи и расчеты в бурении» стр. 208-212

**3. Задание**

3.1. Построить график совмещенных давлений на основе материалов практик

3.2. По данным материалов практик выбрать и обосновать конструкцию скважины

 3.3. Заполнить технологическую часть ГТН согласно полученным данным

**4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. График совмещенных давлений

4.3. Обоснование конструкции

**Технология выполнения**

График совмещенных давлений иллюстрирует изменение по глубине скважи­ны давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба буро­вого раствора. График стро­ится на основании горно-геологических усло­вий. Принедостатке фактических данных они могут быть получены эмпириче­ским путем (прогнозные данные).

График совмещенных давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложне­ний по графику совмещенных давлений решается вопрос о необходимости про­межуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

Градиент пластового давления – отношение пластового давления в рассматриваемой точке пласта к глубине этой точки.

Градиент давления гидроразрыва – отношение давления гидроразрыва в рассматриваемой точке пласта к глубине этой точки.

Градиент гидростатического столба бурового раствора – отношение давления гидростатического столба БР в рассматриваемой точке скважины к глубине этой точки.

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому или давлению гидроразрыва.

**Последовательность действий**

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

3. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений.

4. параллельно оси ординат проводят линии AB, EF, KL, OP касательно крайних точек эквивалентов градиентов пластового давления и линии CD, GH, MN, QS - касательно крайних точек кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

5. Зоны ABCD, EFGH, KLMN, OPQS являются зонами совместимых условий бурения.

6. Линии определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии CD, GH, MN, QS – по давлениям гидроразрыва.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн.

7. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10-20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

8. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10-15 процентов, а для скважин глубиной > 1200 м – на 5-10%. Отклонения от установленной плотности промывочной жидкости для ее значений до 1,45 г/см3 не допускаются больше чем на 0,02 г/см3, а для значений выше 1,45 г/см3 – не более чем на 0,03 г/см3 (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

**Определение числа колонн и глубина их спуска**

В конструкцию скважины могут быть включены следующие типы обсадных колонн: направление; кондуктор; техническая и эксплуатационная колонны. Кондуктор и эксплуатационная колонна, являются обязательными при любой конструкции скважины. Промежуточная колонна проектируется при наличии ин­тервалов, несовместимых по условиям бурения, а также при существовании зон осложнений, когда другие способы их ликвидации не дают положительных результатов. Если направление не проектиру­ется, то необходимо решить вопрос о создании замкнутого цикла циркуляции промывочной жидкости при бурении под кондуктор. Глубина спуска направле­ния составляет несколько метров (от 3-5 до 15-30 м). Глубина спуска кондуктора должна обеспечить выполнение нескольких условий:

1. перекрытие всей толщи рыхлого неустойчивого интервала разреза;

2. разобщение водоносных горизонтов, залегающих в интервале спуска кон­дуктора;

3. установку на устье противовыбросового оборудования;

4. при наличии несовместимых интервалов возможность их разделения.

Глубину спуска кондуктора  определяем по формуле:



где –максимальное пластовое давление, МПа;

 – глубина скважины, м;

 – плотность пластового флюида, г/см3;

 – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки последующей колонны, МПа/м.

Глубина спуска промежуточных (технических) колонн определяется глубиной залегания несовместимых по условиям бурения интервалов или глубин­ной интервалов, осложненных поглощениями, проявлениями и обвалами. Воз­можен спуск нескольких технических колонн. Эксплуатационная колонна, как правило, опускается до забоя скважины, перекрывая все продуктивные горизонты.



**Выбор интервалов цементирования**

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1.направление, кондуктор, потайные колонны цементируются на всю длину;

2.промежуточные и эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150-300 м для нефтяных скважин и не менее 500 м для газовых скважин.

**Определение диаметров обсадных колонн и скважины под каждую колонну**

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается в зависимости от ожидаемого притока и условий опробования, эксплуата­ции и ремонта скважин. При заканчивании скважины открытым стволом за диаметр эксплуатационной колонны принимается диаметр открытого ствола. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн в зависимости от дебита приведены в таблице 1.

*Таблица 1Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн*

|  |  |
| --- | --- |
| Нефтяная скважина | Газовая скважина |
| Суммарный дебит, м3/сут | Ориентировочный диаметр, мм | Суммарный дебит, тыс. м3/сут | Ориентировочный диаметр, мм |
| <40 | 114,3 | <75 | 114,3 |
| 40-100 | 127,0; 139,7 | 75-250 | 114,3-146,1 |
| 100-150 | 139,7; 146,1 | 250-500 | 146,1-177,8 |
| 150-300 | 168,3; 177,8 | 500-1000 | 168,3-219,1 |
| >300 | 177,8; 193,7 | 1000-5000 | 219,1-273,1 |

Диаметр скважины под эксплуатационную колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины, которые приведены в таблице 2.

###### Таблица 2Минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Номинальный диаметр обсадной колонны, мм | Разность диаметров 2, мм | Номинальный диаметр обсадной колонны, мм | Разность диаметров 2 , мм |
| 114,3 | 15,0 | 273,1 | 35,0 |
| 127,0 | 298,5 |
| 139,7 | 20,0 | 323,9 | 35,0-45,0 |
| 146,1 | 426,0 |
| 168,3 | 25,0 |  |  |
| 244,5 |  |  |

В дальнейшем диаметры выбирают из условий проходимости долот внутри предыдущей колонны и проходимости последующей колонны с рекомен­дуемыми зазорами.

Во всех случаях, когда это возможно, необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины и уменьшению её металлоёмкости, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьше­ния диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовым соединением.

 Диаметр долота  для бурения под эксплуатационную (промежуточную) колонну рассчитываем по формуле:  ,

где – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм; 2 – разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны, мм.

По ГОСТ 20692 – 75 принимаем ближайший диаметр долота, в сторону увеличения.

Внутренний диаметр кондуктора *Dk* определяется по формуле:

*Dk=Dд+(6-8),* мм

 где *Dд* – диаметр долота под эксплуатационную (промежуточную) колонну, мм;

 6-8 – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Выбор обсадных труб для кондуктора производится по результатам расчёта из таблицы 3.

#### Таблица 3

#### Основные размеры (в мм) обсадных туб и соединительных муфт к ним по ГОСТ 632-80

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наружный диаметр обсадной трубы | Толщина стенки трубы | Диапазон варьирования внутреннего диаметра | Наружный диаметр соединительной муфты | Толщина стенок обсадной трубы |
| мини-мальная | макси-мальная | от | до | нормальный | умень-шенный |
| 114,3 | 5,2 | 10,2 | 103,9 | 93,9 | 127,0 (133,0) | 123,8 | 5,2; 5,7; 6,4; 7,4; 8,6; 10,2 |
| 127,0 | 5,6 | 10,7 | 115,8 | 105,6 | 141,3 (146,0) | 136,5 | 5,6; 6,4; 7,5; 9,2; 10,7 |
| 139,7 | 6,2 | 10,5 | 127,3 | 118,7 | 153,7 (159,0) | 149,2 | 6,2; 7,0; 7,7; 9,2; 10,5 |
| 146,1 | 6,5 | 10,7 | 133,0 | 124,6 | 166,0 | 156,0 | 6,5; 7,0; 7,7; 8,5; 9,5; 10,7 |
| 168,3 | 7,3 | 12,1 | 153,7 | 144,1 | 187,7 | 177,8 | 7,3; 8,0; 8,9; 10,6; 12,1 |
| 177,8 | 5,9 | 15,0 | 166,0 | 147,8 | 194,5 (198,0) | 187,3 | 5,9; 6,9; 8,1; 9,2; 10,4; 11,5; 12,7; 13,7; 15,0 |
| 193,7 | 7,6 | 15,1 | 178,5 | 163,5 | 215,9 | 206,4 | 7,6; 8,3; 9,5; 10,9; 12,7; 15,1 |
| 219,1 | 6,7 | 14,2 | 205,7 | 190,7 | 244,5 | 231,8 | 6,7; 7,7; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2 |
| 244,5 | 7,9 | 15,9 | 228,7 | 212,7 | 269,9 | 257,2 | 7,9; 8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8; 15,9 |
| 273,1 | 7,1 | 16,5 | 258,9 | 240,1 | 298,5 | 285,8 | 7,1; 8,9; 10,2; 11,4; 12,6; 13,8; 15,1; 16,5 |
| 298,5 | 8,5 | 14,8 | 281,5 | 268,9 | 323,9 | - | 8,5; 9,5; 11,1; 12,4; 14,8 |
| 323,9 | 8,5 | 14,0 | 306,9 | 265,9 | 351,0 | - | 8,5; 9,5; 11,0; 12,4; 14,0 |
| 339,7 | 8,4 | 15,4 | 322,9 | 308,9  | 365,1 | - | 8,4; 9,7; 10,9; 12,2; 13,1; 14,0; 15,4 |
| 351,0 | 9,0 | 12,0 | 333,0 | 327,0 | 376,0 | - | 9,0; 10,0; 11,0; 12,0 |
| 377,0 | 9,0 | 12,0 | 359,0 | 353,0 | 402,0 | - | 9,0; 10,0; 11,0; 12,0 |
| 406,4 | 9,5 | 16,7 | 387,4 | 373,0 | 431,8 | - | 9,5; 11,1; 12,6; 16,7 |
| 426,0 | 10,0 | 12,0 | 406,0 | 402,0 | 451,0 | - | 10,0; 11,0; 12,0 |
| 473,1 | 11,1 | - | 450,9 | - | 508,0 | - | 11,1 |
| 508,0 | 11,1 | 16,1 | 485,8 | 475,8 | 533,4 | - | 11,1; 12,7; 16,1 |
| *Примечание*: В скобках указан наружный диаметр муфт для труб исполнения Б. |

Выбор диаметра долота под кондуктор производится аналогично выбору диаметру долота под эксплуатационную колонну.

**Практическая работа №14**

**РАСЧЕТ ГЛУБИНЫ СПУСКА КОНДУКТОРА**

2 часа

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков расчета минимальной глубины спуска кондуктора известными способами

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Методические указания

**3. Задание**

3.1.Рассчитатать минимальную глубину спуска кондуктора и по условиям месторождения определить глубину его спуска

**4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

**Технология выполнения**

Глубина спуска кондуктора определеятся требованием крепления верхних неустойчивых отложений и изоляции верхних водоносных и поглощающих горизонтов.Минимальная глубина спуска кондуктора исходя из условия предупреждения гидроразрыва пород в случае неуправляемого фонтанирования определяется по формуле :

  **Н ≥ Р пл – 10 -5 \* L\*ρф/ ∆Ргр – 10 -5 \* ρф, м,** ( 1)

где Р пл- пластовое давление , МПа;

L – проектная глубина скважины, м

∆Ргр – градиент давления гидроразрыва пород, МПа\* м,

ρ**ф –** плотность пластового флюида г/см3 **.**

 Расчет минимальной глубины спуска кондуктора из условий предотвращения ГРП при закрытии устья. В случае возможного открытого фонтанирования при полном замещении скважинной жидкости флюидом рассчитывается по формуле:

  (2)

Ггрп - градиент гидроразрыва пород ;

Рпл - пластовое давления проявляющиеся в пласте;

Ру - устьевое давление при закрытом ПВО (по промысловым данным);

L - глубина скважины

**Исходные данные для расчета**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  | Глубина скважины, м | Давления, кгс/см2 | ρбр ,г/см3 | ρф , г/см3 |  ∆Ргр,кгс/см2 |
| Рпл | Ру |
| 1 | 2450 | 283 | 79 | 1,08 | 0,818 | 0,18 |
| 2 | 2500 | 235,1 | 58,4 | 1,09 | 0,707 | 0,20 |
| 3 | 2550 | 253 | 180 | 1,10 | 0,818 | 0,25 |
| 4 | 2600 | 217,2 | 50.1 | 1,11 | 0,707 | 0,18 |
| 5 | 2650 | 280 | 90 | 1,12 | 0,818 | 0,20 |
| 6 | 2700 | 276 | 73 | 1,13 | 0,707 | 0,25 |
| 7 | 2750 | 283 | 79 | 1,14 | 0,818 | 0,18 |
| 8 | 2800 | 235,1 | 58.4 | 1,15 | 0,707 | 0,20 |
| 9 | 2850 | 253 | 180 | 1,16 | 0,818 | 0,25 |
| 10 | 2900 | 217,2 | 50,1 | 1,17 | 0,707 | 0,18 |
| 11 | 2950 | 280 | 90 | 1,18 | 0,818 | 0,20 |
| 12 | 3000 | 306,9 | 80,7 | 1,19 | 0,707 | 0,25 |

Рассчитаем глубину спуска по 1 формуле

 Н ≥ Р пл – 10 -5 \* L\*ρф/ ∆Ргр – 10 -5 \* ρф =

 315 -10 -5\*2935\*0,818/0,2 - 10 -5 \* ).818 = 1582 м

Глубина спуска кондуктора как правило 300 – 800 м, при бурении скважин с горизонтальным вхождением в пласт применяют удлиненный кондуктор до глубины примерно 1000- 1100 м .Согласно нашим данным на бурение скважины, несовместимых условий бурения нет, поэтому глубина кондуктора по данной формуле, велика, возможно при несовместимых условиях на такую глубину спукаем промежуточную колонну.

Рассчитаем глубину спуска кондуктора по формуле 2

Н ≥ 1,05\* Ру\* L/ 0,95 \* ∆Ргр\* L- 1.05 \* (Рпл – Ру) = 1,05 \* 84,7\*2935/ 0,95 \* 0.2\* 2935 – 1,05 \*( 315-84,7) = 828 м

По правилам башмак кондуктора должен быть установлен в плотные непроницаемые породы, смотрим литолого – стратиграфическую характеристикускважины ( по первой практической работе). В интервале 828 м находятся песчаники, поэтому определяем глубину спуска кондуктора в глины покурской свиты на глубину 875 м.

**Практическая работа № 15**

**ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН**

2 часа

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков выбора и обоснования способа цементирования

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Методические указания

2.2. Н.В.Элияшевский стр 244-256

**3. Задание**

3.1.выбрать и обосновать способ цементирования

3.2. Ответить на контрольные вопросы

**4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

4.3. Ответы на вопросы

**Технология выполнения**

Под способом цементирования понимается схема доставки тампонажной смеси в затрубное пространство. По этому признаку выделяют несколько способов цементирования обсадных колонн: прямое одноступенчатое, прямое двухступенчатое, манжетное, обратное, комбинированное , цементирование хвостовиков и секций.

1. Способ прямого одноступенчатого цемнтирования предполагает доставку тампонажной смеси в затрубное пространство из обсадной колонны через башмак в один прием.
2. Прямое двухступенчатое цементирование позволяет осуществлять доставку тампонажной смеси в два приема ( ступени) с помощью специальной муфты ( муфта ступенчатого цементирования МСЦ) и пакера ( изолирующий пакер ПХЦ) , устанавливаемыми на расчетной глубине по длине обсадной колонны. При этом первая ступень ( нижний интервал обсадной колонны от башмака до муфты) цементируется через башмак обсадной колонны, а вторая ступень через отверстия в муфте. Использование двухступенчатого метода цементирования позволяет значительно снизить давление на горные породы и предотвратить их гидроразрыв.
3. Способ манжетного цементирования заключается в том, что тампонажная смесь поступает в затрубное пространство через отверстия спец. муфты или манжеты и заполняет его только в интервале , расположенном выше интервала установки муфты или манжеты. Нижний интервал не цементируетсяСпособ реализуется так же как вторая ступень двухступенчатого цементирования. При данном способе исключается загрязнение продуктивного горизонта, находящегося ниже спец. муфты или манжеты, тампонажной смеси. Применяется при цементировании сильно дренированных интервалов.
4. Способ обратного цементированияпредполагает заливку тампонажной смеси непосредственно в затрубное пространство с поверхности через специальное устьевое оборудование. При данном способе ускоряется процесс доставки тампонажной смеси в затрубное пространство и снижается давление на горные породы.
5. Комбинированный способ совмещает прямой ( одно – или двухступенчатый) способ цементирования нижнего интервала обсадной колонны ( до поглощающего пласта) и обратный способ «на поглощение» оставшегося интервала.
6. Способ цементирования хвостовиков и секций обсадных колонн применяется при их спуске в виде хвостовиков или секций. При этом хвостовики и нижние секции спускаются в скважину на бурильных трубах с помощью специального переводника. Тампонажная смесь доставляется в затрубное пространство по бурильным трубам и внутренней полости хвостовика через башмак, после чего бурильные трубы отсоединяются и извлекаются на поверхность. Верхняя секция обсадной колонны цементируется так же через башмак этой секции, как при одноступенчатом цементировании.

При выборе того или иного способа цементирования необходимо руководствоваться , с одной стороны, горно – техническими условиями, с другой – технологичностью способа и его качественной результативностью. Среди перечисленных способов цементирования наилучшей технологичностью обладает способ прямого одноступенчатого цементирования, к тому же при этом способе можно получить наиболее высокое качество разобщения . Поэтому способ одноступенчатого цементирования всегда предпочтительнее других способов, если применение последних не вызывается необходимостью по горно – геологическим условиям. Так , если в конструкции скважины предусмотрено оставление продуктивного объекта нецементируемым , то естественно , что в данном случае необходимо использовать манжетный способ цементирования. Если в конструкции скважины предусмотрен спуск колонны хвостовиком или секциями, то возникает необходимость и в цементировании соответствующим способом. Способ обратного цементирования рекомендуется при для заливки колонн небольшой длины ( кондуктор) .Комбинированный способ применяется при наличии в средней части разреза интенсивно поглощающих горизонтов.

Таким образом , анализируя наличие тех или иных перечисленных горно – технических условий, выбирают соответствующий способ цементирования. При отсутствии таковых условий необходимо применять одноступенчатый способ.

Способ цементирования выбирается в зависимости от величины коэффициента безопасности Кб

Кб = $\frac{Рф}{Ргр}$ , где

Рф- расчетное давление в конце цементирования у башмака спущенной колонны кгс/см2

Ргр- давление гидроразрыва пластов на той же глубине кгс/см2..

Если Кб ≥ 1,0 , то цементирование производиться в две ступени с использованием заколонного изолирующего пакера или муфты ступенчатого цементирования. При 0,95 ≤ Кб<1,00 цементирование производится с обязательным выполнением специального комплекса мероприятий по предотвращению гидроразрыва пластов. При Кб ≤0 ,95проведение цементирования производится в нормальном режиме. Прогнозное значение давления гидроразрыва ( давления поглощения тампонажного раствора ) у башмака обсадной колонны составляет , кгс/см2;

 Рг.р = *град* Р*гр* \* Н

Значение Рф определяется по формуле :

 Рф = Рс.з.+∆Р ,где

Рг.з- гидростатическое давление в затрубном пространстве в конце цементирования на глубине спуска колонны ( по вертикали), кгс/см2;

∆Р - гидравлические потери давления при движении жидкостей в затрубном пространстве в конце цементирования( по длине ствола L), кгс/см2;

ρср – средняяплотность цементного раствора г/см3;

g – ускорение свободного падения.

∆Р = 0,1 \* Рг.з \*ρср \*$\frac{V^{2}}{2g}$ \*$\frac{Lc}{Dk-D}$.

**Контрольные вопросы**

1. Понятие гидростатическое давление в затрубном пространстве в конце цементирования
2. Понятие градиент давления гидроразрыва пласта.
3. Перечислите все известные способы цементирования скважин
4. Манжетное цементирование
5. Какие устройства ( приспособления используют для проведения двухступенчатого цементирования



**Практическая работа № 16**

**РАСЧЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ**

2 часа

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков расчета гидравлической программы цементирования

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Методические указания

**3. Задание**

3.1.Изучить рекомендации по расчету гидравлической программы

 цементирования

3.2. Ответить на контрольные вопросы

**4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Рекомендации для расчета

**Технология выполнения**

Гидравлическая программа цементирования предполагает решение следующих задач

1. Обоснование способа цементирования
2. Расчет объёма тампонажной смеси
3. Расчет плотности тампонажной смеси
4. Определение потребного количества составных компонентов для тампонажной смеси

Обоснование способа цементирования было проведено в практической работе № 31.

**Расчет объема тампонажной смеси**

Объём тампонажной смеси определяется объёмом затрубного пространства, подлежащего цементированию , и объемом цементного стакана( рисунок 1)

Vтс = Vзп + Vст ( 1)

Рисунок 1

При цементировании затрубного пространства часто используют тампонажную смесь разного состава . в частности , интервал эксплуатационного объекта цементируют чистым цементным раствором, а вышележащий интервал – облегченной тампонажной смесью ( например, гельцементом) . Тогда

Vзп = Vзпцр + Vгц (2)

где Vзп – объем затрубного пространства

Vзпцр – объем цементного раствора в затрубном пространстве

Vгц – объем гельцементного раствора.

Объем цементного раствора в затрубном пространстве составит

Vзпцр = $\frac{π}{4}$\* ( Dc2 \* D2) \* hцр (3)

где Dc – диаметр скважины

D- наружный диаметр обсадной колонны

hцр – высота ( длина) столба цементного раствора.

В свою очередь Dc = k \* Dд , гдеk- коэффициент кавернозности , Dд – диаметр долота.

Интервал гельцементного раствора располагается одной частью в необсаженном стволе, а другой в обсаженном. Поэтому объем цементного раствора определяется по выражению

Vгц =$\frac{ π}{4 }$ \* [ (Dc2 - D2) \* hсгц  + (Dв2 - D2) \* hогц ] ( 4)

где hсгц  - высота столба гельцемента в необсаженном стволе

hогц -- высота столба гельцемента в обсаженном стволе

Dв – внутренний диаметр предыдущей колонны.

Объем цементного стакана определяется внутренним объёмом обсадной колонны в интервале от башмака до кольца «стоп»

Vст =$\frac{ π}{4 }$ \*dв2\* hст (5)

где dв – внутренний диаметр обсадной колонны в интервале цементного стакана

hст -высота цементного стакана.

Часть цементного раствора, оставляемого внутри обсадной колонны над башмаком ( цементный стакан) , после затвердения является изолирующим звеном между внутренней полостью обсадной колонны и породами, залегающими ниже башмака колонны. Это позволяет провести проверку герметичности колонны( опрессовкой или снижением уровня) . качественное испытание и освоение продуктивных горизонтов, а в дальнейшем нормальную эксплуатацию. Кроме того при продавке цементного раствора продавочная пробка снимает его со стенок обсадной колонны остатки глинистого раствора, который поступает в последнюю пачку цементного раствора, снижая его прочностные характеристики. Это обстоятельство также обязывает часть цементного раствора оставлять в колонне. Ориентировочно высоту цементного стакана можно принять 10м на 1000 м скважины.

**Общий объём цементного раствора**

 V цр= Vзпцр + Vст (6)

**Общий объём тампонажной смеси**

V тс = Vцр+ Vгц (7)

**Расчет плотности тампонажной смеси**

Плотность чистого цементного раствора

Компонентами чистого цементного раствора являются цемент и вода. Весовое отношение воды к цементу в растворе называют водоцементным отношением m

 m= $\frac{Gв}{Gц}$ (8)

где Gв и Gц – соответственно вес воды и цемента.

В общем виде плотность цементного раствора равна

ρцр= $\frac{Gцр}{Vцр}$ (9)

где G цр-вес цементного раствора

 V цр –объем цементного раствора

В свою очередь G цр= Gв + Gц, (10)

 V цр = Vв + Vц, (11)

где Gв , Gц – соответственно вес воды и цемента в растворе

 Vв , Vц - соответственно объем воды и цемента в растворе.

 Vц = $\frac{Gц}{ρц}$ ; Vв = $\frac{Gв}{ρв}$ , (12)

где ρц и ρв  -соответственно плотность воды и цемента.

Из (8) следует , что Gв= m \* Gц с учетом этого ( 10) и (11) соответственно могут быть записаны следующим образом

G цр= Gц+ m Gц = Gц ( 1+m) (13)

V цр= $\frac{Gц}{ρц}$ +$\frac{ m \* Gц}{ρв}$ = Gц \* ( $\frac{1}{ρ ц }$ +$\frac{m}{ρв}$ ) = $\frac{Gц ( ρ в+m\* ρц)}{ρц\* ρв}$ (14)

Подставляя G цр из формулы (13) в выражение (9), получаем исходную формулу для расчета плотности цементного раствора

 ρцр= $\frac{Gц\*\left( 1+m\right)\*ρц\*ρв}{Gц\*( ρв+m\*ρц} $ ;

которая после преобразования примет следующий вид

 ρцр= $\frac{\left( 1+m\right)\*ρц\*ρв}{( ρв+m\*ρц)} $ (15)

Единицы измерения плотности цементного раствора определяется единицами измерения плотности цемента и воды ( г/см3; кг/м3) .Значение ρц берется по справочным данным или по результатам фактических замеров, значение водоцементного отношения m принимается в пределах m 0,4 – 0,6 .

**Плотность облегченной тампонажной смеси ( гельцементного раствора)**

Облегчение тампонажной смеси производится для снижения давления на горные породы во избежание гидроразрыва и последующего поглощения раствора.

В состав гельцементного раствора входит вода, цемент и наполнитель

( глинопорошок).

 При этом весовое отношение воды к цементу выражается водоцементным отношением М

 М = $\frac{Gв}{Gц}$ (16)

А весовое отношение наполнителя к цементу глиноцементным отношение В

 В = $\frac{Gн}{Gц}$ (17)

Формула для расчета плотности гельцементного раствора выводится по той же схеме , что и для чистого цементного раствора

 ρгц= $\frac{Gгц}{Vгц}$ (18)

Запишем вес гельцементного раствора как сумму весов составляющих его компонентов

 Gгц = Gв + Gц + Gн = М \* Gц + Gц +В \* Gц = Gц \* ( M+1+B) ( 19)

и выразим объем через их вес и плотность

 Vгц = Vв + Vц + Vн = $\frac{Gв}{ρв}$ + $\frac{Gц}{ρц}$ + $\frac{Gн}{ρн}$ = $\frac{М\*Gц }{ρв}$ + $\frac{Gц }{ρц}$ +$\frac{В\*Gц }{ρн}$ =

 = Gц\* ( $\frac{M }{ρв}$ + $\frac{1}{ρц}$ + $\frac{B}{ρн}$ ) (20)

Подставляя значения Gгц из (19) и Vгц из ( 20) в выражение ( 18), получим

 ρгц  = $\frac{М+1+В}{\frac{М}{ρв}+\frac{1}{ρц }+ В/н}$ (21)

Основные трудности при использовании гельцементного раствора связаны с выбором водоцементного М и глиноцементного В отношений. Эти отношения взаимосвязаны, т.к. изменение количества глины в растворе вызывает необходимость изменения количества воды. Одним из главных критериев при выборе М и В , кроме ожидаемого изменения плотности , является растекаемость гельцементного раствора, характеризующая его прокачиваемость.

Для гельцементного раствора на основе портландцемента и бентонитового порошка экспериментально установлены значения плотности гельцемента

( ρгц) ; В и М при В = 1:4; 1:3; 1:2: 1:1 и растекаемости по конусу АзНИИ равной 18-20 см. Экстраполируя данные результаты, можно получить значения М для других значений В. Результаты экспериментов и экстраполяции представлены на рисунке 1 и в таблице 1. При этом получена зависимость

М= 0,5 +2,2. В ( 22)

Таблица 1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| В | 0 | 1:10 | 1:5 | 1:4 | 1:3 | 1:2 | 1:1 | 2:1 |
| Ρгц( г/см3) | 1,84 | 1,70 | 1,61 | 1,58 | 1,53 | 1,47 | 1,38 | 1,32 |

Расчетные данные получены при значениях ρв  = 1 г/см 3 ρн = 2,6 г/см 3; ρц = 3,15 г/см 3.

Цементно – бентонитовые тампонажные смеси могут готовиться по нескольким схемам.

1. Тщательно перемешивая смесь цемента и глинопорошка в заданном отношении затворяется потребным количеством воды.
2. Цемент затворяется глинистым раствором.
3. Глинопорошок затворяется цементным раствором.
4. Глинистый раствор соединяется с цементным.

Во всех случаях в конечном продукте должны выдерживаться выбранные соотношения М и В. При этом для удобства вводятся понятия водосмессовое отношение и водоглинистое отношение. Водосмесовое или водотвердое отношение запишется как

В/Т = $\frac{Gв}{Gц+Gн}$ (23)

Так как Gв = М\* Gц, а Gн = М\* Gц, то

В/Т = $\frac{м}{В+1}$ ( 24)

Водоглинистое отношение составит

 В/Г = $\frac{Gв}{Gн}$

 Подставляя значение Gв и Gн получим

В/Г = $\frac{М}{В}$ ( 25)

Таким образом , находится плотность гельцементного раствора.

**Буферная жидкость**

Объем буферной жидкости должен обеспечивать разделение бурового раствора от тампонажной смеси в затрубном пространстве. Высота столба буферной жидкости должна быть такой, чтобы верхняя граница ( контакт с буровым раствором) и нижняя ( контакт с тампонажной смесью) в процессе смешивания не сомкнулись. А процесс смешивания будет зависить от времени контакта смешиваемых жидкостей, или в конечном итоге от высоты подъема тампонажной смеси. С увеличением высоты цементирования должна учитываться высота столба буферной жидкости.

С другой стороны снимаемая со стенок скважины глинистая корка попадает в буферную жидкость и при определенном объеме глинистого материала буферная жидкость потеряет свои функциональные свойства. В данном случае повышение цементируемого пространства также требует увеличения объема буферной жидкости.

 Практикой установлено , что минимально необходимая высота столба буферной жидкости в затрубном пространстве должна составлять ориентировочно 100м на каждые 1000м цементируемого интервала.

Тогда минимальный объем буферной жидкости составит:

Vбжмин = $\frac{π}{4}$ \* ( Dc2 – D2 ) \* hбж мин (1)

где Dc и D соответственно диаметр скважины и обсадной колонны

 hбж – минимально необходимая высота столба буферной жидкости в

 затрубном пространстве.

Увеличение объема буферной жидкости относительно минимального всегда положительно сказывается на качестве цементирования, за исключением отдельных случаев , когда в качестве буферной жидкости используется техническая вода без каких – либо добавок в неустойчивых разрезах ( неправильно выбран тип жидкости).

Однако увеличение объема буферной жидкости имеет ограничение , связанное со следующим. В большинстве случаев плотность буферной жидкости меньше плотности бурового раствора. Выходя в затрубное пространство буферная жидкость вытесняет буровой раствор, при этом давление на продуктивный горизонт снижается и при определенной высоте буферного столба может произойти выброс. Из этого условия находиться максимальная высота столба буферной жидкости. На схеме 1 изображен момент , когда весь объем буферной жидкости доставлен в затрубное пространство. Для этого случая снижение давления в затрубном пространстве будет максимальным.

Рисунок – 1

Запишем условие отсутствия выброса в виде выражения

 Р пл =0.1 \* ( L – hбж) \* ρбр + 0.1\*hбжмакс\* ρбж

Отсюда находим

hбжмакс  = $\frac{0.1\*L\*ρбр\* Р пл }{0,1\*( ρбр- ρбж )}$ ( 2)

где hбжмакс – максимальная высота столба буферной жидкости в затрубном пространстве, м;$Р пл$ - пластовое давление. Атм. ;$ρбр; ρбж$-плотность бурового раствора и буферной жидкости соответственно. г/см 3. Тогда максимальный объем буферной жидкости

Vбжмакс  = $\frac{π}{4}$ \* ( Dc2 – D2 ) \* hбж макс (3)

Номинальный объем буферной жидкости должен находиться в пределах между минимальным и максимальным значениями.

V бжмин < V бж< V бжмакс ( 4)

Ориентировочно номинальный объем буферной жидкости можно найти из выражения

Vбж = 0.2 \* (Vтс + Vпж), ( 5)

где Vтс и Vпж- объем тампонажной смеси и продавочной жидкости соответственно.

Возможно находить высоту столба буферной жидкости в затрубном пространстве во время её контакта со стенками скважины, которое составляет 7-10 мин. Тогда при известной скорости жидкости в затрубном пространстве высота столба буферной жидкости составит

hбж = V\* t , а объем (6)

Vбж =$\frac{ π}{4}$ \* ( Dc2 – D2 ) \* hбж

где V – скорость восходящего потока

t- время контакта , принимаемое равным 10 мин = 600сек.

Таким образом , общая схема нахождения объема буферной жидкости сводиться к следующему : принимается hбж мин и находится её минимальный объем по выражению ( 1) . находиться максимальная высота буферной жидкости по выражению ( 2) и максимальный объем по выражению ( 3). Определяется номинальный объем по выражению( 5) или ( 6) и проверяется условие (4). При высоких пластовых давлениях максимальная высота столба буферной жидкости резко ограничивается и может оказаться даже меньше минимального значения. В этом случае необходимо повышать плотность буферной жидкости.

**Расчет продовочной жидкости**

Продавочная жидкость служит для вытеснения тампонажной смеси из обсадной колонны в затрубное пространство с помощью продавочной пробки.

 В качестве продавочной жидкости применяют буровой раствор. В общем виде объем продавочной жидкости должен быть равен внутреннему объему обсадной колонны в интервале от цементировочной головки до кольца «стоп». Поскольку обсадная колонна имеет стенки разной толщины, то её внутренний объем удобнее определять по объёму отдельных секций. Тогда искомый объем составит

V ок = $\sum\_{}^{}(\frac{ π\*d\_{i}^{2}}{4}\*li )$ (1),

 где di – внутренний диаметр соответствующей секции обсадной колонны

li – длина соответствующей секции ( без учета высоты цементного стакана нижней секции). Объем продавочной жидкости определяется как

Vпж = V ок \*К (2),

где К – коэффициент учитывающий сжатие пузырьков воздуха в продавочной жидкости и деформацию обсадной колонны , принимается равным 1,03 ….1,05.

****

 В исходных данных согласно предыдущим практическим работам выбирается диаметр эксплуатационной колонны, глубина спуска кондуктор

( по вертикали и по стволу), при двухступенчатом способе цементирования глубина установки муфты ступенчатого цементирования, глубина скважины.

**Практическая работа № 17**

**ВЫБОР СПОСОБА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИНЫ**

2 часа

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков выбора способа заканчивания скважины

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Методические указания

**3. Задание**

3.1.Изучить рекомендации по выбору способа заканчивания

3.2. В зависимости от горно – геологических условий выбрать способ заканчивания

 ( нарисовать схему)

**4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Рекомендации для выбора

4.3 Согласно горно – геологическим условиям выбрать и обосновать один из пяти методов заканчивания .

**Технология выполнения**

В зависимости от особенностей продуктивных горизонтов ( величины пластового давления, наличия подошвенных вод, устойчивости нефтегазосодержащих пород, типа коллектора) осуществляется выбор способа заканчивания скважин.

 Когда в разрезе скважины есть пласты с аномально высоким пластовым давлением или неустойчивые отложения, бурение которых производили с использованием утяжеленного бурового раствора, а продуктивные отлложения залегают ниже таких пород, совместное их вскрытие станет невозможным вследствие поглощений. В этих условиях до вскрытия продуктивного горизонта в его кровлю спускают промежуточную колонну. После вскрытия продуктивных горизонтов спускают и цементируют эксплуатационную колонну.

Эта колонна может быть сплошной или хвостовиком. В случае , когда продуктивные горизонты сложены устойчивыми породами , низ эксплуатационной устанавливают в кровле продуктивных отложений. Во всех остальных случаях эксплуатационную колонну цементируют через башмак и затем перфорируют в интервале продуктивного пласта.

При низких пластовых давлениях продуктивного горизонта , когда залежь не подстилается подошвенной водой, а породы устойчивые, продуктивную часть разреза не цементируют. При этом применяют манжетное цементирование эксплуатационной колонны, которая в интервале продуктивного горизонта имеет фильтр.

*Методы заканчивания скважин и вскрытия продуктивных горизонтов.*

В разрезе нефтяных и газовых месторождений встречается большое количество пористых пластов-коллекторов (песков, песчаников, известняков), разобщенных друг от друга глинами, мергелями, плотными песчаниками и другими породами. Эти пласты могут быть нефтеносными, газоносными, водоносными и сухими.

Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя. Конструкцию забоя следует выбирать по РД.

В практике бурения применяют следующие основные конструкции забоев при заканчивании скважин (*рис1.*).



|  |
| --- |
| *Рис. 1. Схемы конструкции забоев при заканчивании скважин: 1 – обсадная колонна, 2 – фильтр, 3 – цементный камень, 4 – пакер, 5 – перфорационные отверстия, 6 – продуктивный пласт, 7 - хвостовик* |

1. Установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта и цементирование с последующим вскрытием пласта и спуском специального фильтра (*рис. 1,* *б)* или хвостовика (*рис..1, д).* В некоторых случаях в устойчивых породах продуктивной части разреза фильтр или хвостовик не спускаются и водозакрывающая колонна является эксплуатационной (*рис.1, а).*

2. Полное вскрытие пласта со спуском комбинированной колонны с манжетной заливкой ее выше нефтеносного объекта и с фильтром в нижней части против пласта (*рис. 1, в).*

3. Полное вскрытие пласта со спуском колонны со сплошным цементированием и последующим простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов (*рис.1, г).*

Перечисленные методы направлены на то, чтобы не допустить закупорки пор и создать благоприятные условия для движения нефти из пласта в скважину.

Методы вскрытия пласта в зависимости от пластового давления, степени насыщенности пласта нефтью, степени дренирования и других факторов могут быть различными, но все они должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. При вскрытии пласта с высоким давлением должна быть предотвращена возможность открытого фонтанирования скважины.

2. При вскрытии пласта должны быть сохранены на высоком уровне природные фильтрационные свойства пород призабойной зоны. Если проницаемость пород мала, должны быть приняты меры по улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны скважины.

3. Должны быть обеспечены соответствующие интервалы вскрытия пласта, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою.

При вскрытии продуктивных пластов с низким пластовым давлением особенно тщательно следует выбирать буровой раствор, поскольку может происходить интенсивное поглощение глинистого раствора пластом, сопровождающееся оттеснением нефти от забоя скважины и значительным ухудшением фильтрационных свойств пород призабойной зоны. Для вскрытия продуктивных пластов с низким пластовым давлением применяют специальные буровые растворы на нефтяной основе, эмульсионные буровые растворы, глинистые растворы с добавками поверхностно-активных веществ, аэрированные жидкости и др.

Заканчивание скважин, вскрывших истощенные пласты, в основном производят первыми двумя способами. Перед вскрытием водозакрывающую колонну устанавливают в кровле продуктивного пласта, вскрыв продуктивный пласт, спускают хвостовик или фильтр. При отсутствии водозакрывающей колонны после вскрытия истощенного пласта спускают обсадную колонну с фильтром против пласта и при помощи манжетной заливки центрируют ее выше нефтеносного пласта.

Фильтры могут быть как с круглыми, так и со щелевидными отверстиями. Щелевидные фильтры дороги в изготовлении и не всегда надежно предотвращают поступление песка в скважину или часто засоряются. Поэтому применяют также и другие способы оборудования забоя для предотвращения поступления песка в скважину. Например, забой скважины иногда оборудуют металлокерамическими, песчано-пластмассовыми или гравийными фильтрами.

В скважинах с высоким пластовым давлением должно осуществляться полное вскрытие пласта со всеми мерами предосторожности с последующим спуском эксплуатационной колонны со сплошной цементировкой и простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов.