

Областное государственное бюджетное
профессиональное образовательное учреждение
«Томский политехнический техникум»
(ОГБПОУ «ТПТ»)

УТВЕРЖДАЮ
Зам.директора по УМР
_____ Е.А.Метелькова
«___» _____ 20__ г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ по ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ

По Профессиональному модулю (ПМ01)
«Проведение буровых работ в соответствии с
технологическим регламентом»
МДК01.01 «Технология бурения нефтяных и
газовых скважин»

ТОМСК 2019

Рассмотрено на заседании
ЦМК СНГН
Протокол № ____
От _____
Председатель ЦМК СНГН
Альмендингер Т.И. _____

**Перечень лабораторно – практических работ по
профессиональному модулю ПМ 01 «Проведение буровых работ
в соответствии с технологическим регламентом»**

МДК 01.01 «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

Раздел 1. Проводка глубоких и сверхглубоких скважин в различных горно – геологических условиях	Практические занятия 1. Расчет термобарических условий на забое эксплуатационной скважины 2. Расчет устойчивости коллектора и выбор конструкции эксплуатационного забоя 3. Расчет средневзвешенной абразивности и твердости горных пород усредненного геологического разреза и выбор породоразрушающего инструмента 4. Выбор породоразрушающего инструмента в зависимости от горно – геологических условий бурения 5. Изучение кодировки износа породоразрушающего инструмента 6. Расчет бурильной колонны на прочность 7. Изучение конструкций концевых частей бурильных труб 8. Изучение и выбор компоновки низа бурильной колонны (КНБК)
Раздел 3. Выбор способа и режима бурения скважин в соответствии с горно – геологическими условиями	Практические занятия 9. Определение плотности бурового раствора для вскрытия осложненных горизонтов.. 10. Расчет количества геляцемента для ликвидации поглощения в скважине 11. Определение плотности разгазированного бурового раствора при выходе его из скважины. 12. Определение снижения давления на пласт. 13. Отработка действий буровой бригады при ГНВП 14. Расчет кислотной ванны для ликвидации прихвата. 15. Расчет кислотной ванны для ликвидации прихвата. 16. Определение допустимого числа поворотов прихваченной бурильной колонны 17. Определение глубины поломки БК по индикатору веса ильной колонны. 18. Обоснование типа противовыбросового оборудования. 19. Выбор ловильного инструмента в зависимости от

	<p>характера аварии.</p> <p>20. Проектирование параметров режима бурения</p> <p>21. Проектирование количества бурового раствора и установление режима работы буровых насосов.</p> <p>22. Установление режима работы буровых насосов (подача, количество работающих насосов, диаметр втулки, рабочее давление).</p>
<p>Раздел 5.</p> <p>Крепление и цементирование</p>	<p>23.Выбор конструкции скважины</p> <p>24.Построение графика совмещенных давлений</p> <p>25.Определение минимальной глубины спуска кондуктора</p> <p>26. Определение диаметров обсадных колонн</p> <p>27.Расчет числа центраторов и расстояния между ними различными методами.</p> <p>28-29.Расчет эксплуатационной колонны для нефтяной скважины.</p> <p>30.Определение удлинения и разгрузки обсадной колонны.</p> <p>31.Выбор и обоснование способа цементирования</p> <p>32. Расчет гидравлической программы цементирования</p> <p>33-34. Расчет эксплуатационной колонны на прочность</p> <p>35. Определение необходимого для цементирования объема буферной жидкости</p> <p>36.Определение необходимого для цементирования объема цементного раствора.</p> <p>37.Определение необходимого для цементирования объема продавочной жидкости.</p> <p>38.Определение необходимого количества цементировочной техники .</p> <p>39. Определение времени цементирования.</p>
<p>Раздел 10.</p> <p>Проектирование процесса бурение</p>	<p>40. Расчет основных режимных параметров бурения (технологическая часть геолога – технического наряда (ГТН)</p> <p>41. Расчет колонны бурильных труб при роторном бурении</p> <p>42. Расчет колонны бурильных труб при турбинном бурении</p> <p>43 Расчет вязкости бурового раствора, показателя фильтрации, СНС и других параметров бурового раствора в зависимости от горно – геологических условий бурения</p> <p>44. Выбор и обоснование профиля наклонно – направленной скважины.</p> <p>45. Построение конструкции скважины и заполнение технологической части ГТН</p> <p>46-47 . Расчет обсадной колонны на прочность.</p> <p>48. Расчет цементировочной техники для успешного проведения процесса цементирования.</p> <p>49. Выбор и обоснование Буровой установки</p> <p>50. Выбор и обоснование ПВО</p>

Раздел 1.
Проводка глубоких и сверхглубоких скважин в различных горно – геологических условиях

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

$$P_{г} = \sum [(1 - \Pi_1) \rho_{ск} + \Pi_1 \rho_{ж}] \times h_1 g = \rho_{ср} g Z, \quad (1)$$

где Π_1 - пористость слоя породы(доли единицы);

$\rho_{ск}$ – плотность скелета породы кг/м³;

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости в порах породы кг/м³ ;

h_1 - толщина слоя породы. м;

$\rho_{ср}$ – средняя плотность толщ пород, кг/м³ ($\rho_{ср} = 2,8 \text{ кг/м}^3$);

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

4.2.Расчет пластового давления

$$\Pi_{пл} = \rho \times g \times h \approx 10^4 \times h, \quad (2)$$

Где ρ – плотность воды , принимается равной 10^3 кг/м^3 ;

g - ускорение свободного падения ($9,8 \text{ м/с}^2$);

h - глубина на которой залегает пласт. М.

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

$$\Pi_{пл} = \rho \times g \times h + P_{ус}, \quad (3)$$

где $P_{ус}$ - 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

$$T \approx T_0 + \Gamma (Z - Z_0) \quad (4)$$

Где T_0 – температура нейтрального слоя Земли, $^{\circ}\text{C}$;

Γ – средний геотермический градиент; ($0,03^{\circ}\text{C/м}$);

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

Z_0 – 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

Таблица 1 . Форма таблицы результатов

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

Практическая работа № 2

2 часа

РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ КОЛЛЕКТОРА И ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ЗАБОЯ

1.Цель работы

Приобретение практических навыков определения устойчивости коллектора, выбор конструкции эксплуатационного забоя

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

2.2.Калькуляторы

2.3.Материалы месторождений

3. Задание

3.1.Изучить текст к работе

3.2.Определить особенности геологического строения разреза по данным горно – геологических условий бурения (материалы месторождений для каждого студента).

3.3. Определить устойчивость пород призабойной зоны.

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Данные по месторождению (горно – геологические условия бурения)

4.3. Особенности геологического строения разреза по данным горно – геологических условий бурения

4.4. Расчет устойчивости коллектора по формуле 1.

4.5. Выбор эксплуатационного забоя .

5.Технология работы

5.1. Текст к работе

Конструкция скважин определяет размеры обсадных колонн, их количество, диаметр ствола под каждую колонну, высоты подъема цементного раствора за колоннами. Конструкция должна обеспечивать строительство скважины до проектной отметки, надежное разобщение пластов, прочность и долговечность скважины как сооружения, проектных режимов эксплуатации, экологическую безопасность при сооружении и эксплуатации. Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в районе продуктивного пласта. Каждая конструкция забоя характеризуется определенными параметрами, которые обуславливают режим эксплуатации залежи с учётом физико-механической характеристики пород коллектора, их фильтрационных свойств и геолого-технических условий залегания продуктивного пласта. К главным факторам, определяющим не только конструкцию забоя, но и её конкретный вид, относятся: тип коллектора и степень его однородности, степень устойчивости пород призабойной зоны, наличие или отсутствие близко расположенных к продуктивному объекту напорных горизонтов, подошвенных вод или газовой шапки; проницаемость пород продуктивного пласта, а также проектного способа эксплуатации. При разработке конструкции скважины необходимо принять во внимание следующие особенности геологического строения разреза:

- 1.1. Наличие газонасыщенных пластов в разрезе;
- 1.2. Наличие аномально высоких пластовых давлений;
- 1.3. Наличие многолетнемерзлые породы;
- 1.4. Интервал осыпей и обвалов стенок скважины ;
- 1.5.Кровля продуктивного горизонта ;
- 1.6. Проектная глубина скважины по вертикали .

5.2.Определить особенности геологического строения разреза по данным горно – геологических условий бурения.

Пример : Федоровское месторождение Тюменской области.

1. Газонасыщенных пластов в разрезе нет;
2. Аномально высоких пластовых давлений нет;
3. Многолетнемерзлые породы отсутствуют;
4. Интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины происходят в интервале 0-690 метров;
- 5.Кровля продуктивного горизонта $K_1(BC_{16-18})$ - 2570 м;
6. Проектная глубина скважины по вертикали - 2644 м.

5.3. Определение устойчивости пород призабойной зоны

$$\sigma_{сж} \geq 2 \left[\frac{\mu}{1-\mu} \cdot \left(10^{-6} \gamma_{гп} \cdot H - P_{пл} \right) + \left(P_{пл} - P_3 \right) \right] \quad (5)$$

где μ коэффициент Пуассона;

$\gamma_{гп}$ удельный вес горной породы, Н/м³;

H – расстояние от устья до кровли продуктивного пласта, м;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа. $P_{пл} = \Delta P_{ср. взв.} \cdot H$; $\Delta P_{ср.взв} = (\Delta P_1 \cdot \Delta H_1 + \Delta P_2 \cdot \Delta H_2 + \Delta P_3 \cdot \Delta H_3 + \Delta P_4 \cdot \Delta H_4) / H$;

ΔP_i – градиент пластового давления на i – ой глубине, МПа/м;

ΔH_i – разность глубин, м;

P_3 – давление столба пластовой жидкости на забой скважины при эксплуатации, МПа.

$$P_3 = (H - h_{\text{норм.}}) \cdot \rho_n \cdot g, \quad h_{\text{норм.}} = 2/3H.$$

$\sigma_{\text{сж}}$ – предел прочности горных пород при одноосном сжатии, МПа.

Пример расчета Федоровское месторождение Тюменской области

Для песчаника $\varphi = 0,30$, $\sigma_{\text{сж}} = 30,0$ МПа (материалы месторождений)

$$P_{\text{пл}} = 2644 \cdot 0,0098 = 25,91 \text{ МПа.}$$

$$P_3 = (2644 - 2/3 \cdot 2644) \cdot 831 \cdot 9,8 = 7,18 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\text{расч.}} = 2 \cdot ((0,30/1-0,30) \cdot (10^{-6} \cdot 22000 \cdot 2570 - 25,91) + (25,91 - 7,18)) = 63,71 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{\text{сж.}} = 30,0 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{расч.}} = 63,71 \text{ МПа, следовательно, коллектор неустойчивый.}$$

Расчётное значение устойчивости коллектора в два раза превышает предела прочности песчаника, что соответственно влияет на конструкцию эксплуатационного забоя. Исходя из данных по возможным осложнениям, по геологическому строению скважины можно сделать следующий вывод: коллектор непрочный, неоднородный.

Принятый способ эксплуатации продуктивных пластов – раздельный. Следовательно, эксплуатационный забой будет закрытый.

Практическая работа № 3

2 часа

РАСЧЕТ СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЙ АБРАЗИВНОСТИ И ТВЕРДОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД УСРЕДНЕННОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА И ВЫБОР ПОРОДОРАЗРШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

1.Цель работы

Приобретение практических навыков определения средневзвешенной абразивности и твердости горных пород усредненного геологического разреза для выбора ПРИ.

2.Обеспечивающие средства

2.1.калькуляторы

2.2.Материалы месторождений

3. Используемая литература

3.1. Н.В.Элияшевский «Типовые задачи и расчеты в бурении» стр. 4-31 ,

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

Классификационная таблица ВНИИБТ стр 34 .

4. Задание

4.1.Изучить характеристику долот

4.2. Составить таблицу соответствия твердости и абразивности горных пород (по данным горно – геологических условий бурения месторождения построить усредненный геологический разрез),

5. Требования к отчету

5.1. Номер работы

5.2. Данные по месторождению (горно – геологические условия бурения)

5.3. Особенности геологического строения разреза по данным горно – геологических условий бурения (нормативные пачки)

5.4. Расчет средней твердости и абразивности

5.5. Сводная таблица результата расчета

5.6. Вывод

6. Технология работы

Для выбора типа размера долота необходимо проанализировать физико – механические свойства горных пород по разрезу скважины (материалы месторождений) с целью разделения его на нормативные пачки, имеющие в своем составе породы, различающиеся

между собой по твердости и абразивности не более чем на одну, две единицы., это необходимо для определения средней абразивности А и средней твердости Т по пачкам с целью выбора ПРИ по классификационной таблице ВНИИБТ.

6.1. Разбиваем геологический разрез на нормативные пачки и заполняем таблицу 1- Нормативные пачки.(пример Федоровское месторождение)

№ пачки	Интервал, м
I	0-30
II	30-504
III	504-1050
IV	1050-1500
V	1500-2140
VI	2140-2570
VII	2570-2900

6.2.Расчет средней твердости и средней абразивности по нормативным пачкам

$$A = (h_1 A_1 + h_2 A_2 + h_3 A_3 + h_4 A_4 + \dots) / H \quad (5)$$

$$T = (h_1 t_1 + h_2 t_2 + h_3 t_3 + h_4 t_4 + \dots) / H, \quad (6)$$

Где : $t_1 t_2 \dots$ - твердость отдельного слоя породы в каждой нормативной пачке.

$h_1 h_2 \dots$ - мощность (толщина) каждого отдельного слоя нормативной пачки.

$A_1 A_2 \dots$ - абразивность отдельного слоя породы каждой нормативной пачки.

H – мощность каждой нормативной пачки

Расчет на примере Федоровского месторождения

I (нормативная пачка)

$$A = (5 * 7,5 + 2 * 7,5) / 30 = 1,3$$

$$T = (7,5 * 5) / 30 = 1,8$$

II (нормативная пачка)

$$A = (5 * 25 + 25 * 2 + 5 * 40 + 5 * 70 + 2 * 70 + 2 * 100 + 5 * 50 + 5 * 50) / 474 = 3,5$$

$$T = (5 * 25 + 25 * 40 + 5 * 70 + 5 * 100 + 4 * 50) / 474 = 2,9$$

И так далее по всем нормативным пачкам. Полученные расчеты сводим в таблицу

Таблица 2 Сводная таблица результатов

Пачки	интервал		А	Т	Наименование преобладающих пород
	от	до			
I	0	30	1,8	1,3	Супеси, суглинки
II	30	504	2,9	3,5	Пески, глины
III	504	1050	5	3,6	Песчаники, алевриты, глины
IV	1050	1500	5,5	3,5	Песчаники
V	1500	2140	5,4	3,3	Алевролиты, глины, песчаники
VI	2140	2570	4	4	Аргиллиты, песчаники, глины
VII	2570	2900	4,6	3,9	Аргиллиты, песчаники, алевролиты

По классификационной таблице ВНИИБТ определяем область применения различного типа долот.

Практическая работа № 4

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

4.3. Определить величину эксплуатационных затрат

5. Требования к отчету

5.1. Номер работы

5.2. Условия задачи

5.3. Решение задачи

5.4. Вывод

6. Технология работы

6.1 Решение задачи: Выбрать тип долота при следующих условиях

Таблица 3 - исходные данные

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(C_d): 190 000 рублей

Продолжительность СПО ($t_{СПО} + t_{ВСП}$): 7 часов

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

Пример : Результаты бурения одного из стратиграфических подразделений следующие (суммарные по всем скважинам):

1. Общее число израсходованных долот 1 – типа ($n_1 = 12$), 2 – типа ($n_2 = 22$)
2. Пробурено долотами 1 типа ($H_1 = 314$ м), 2 – типа ($H_2 = 300$ м)
3. Общее время бурения долота 1 типа ($T_1 = 116,65$ ч), 2 типа ($T_2 = 93,75$ 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 $h_1 = H_1/n_1 = 314/12 = 26,2$ м;

2 – го типа $h_2 = H_2/n_2 = 300/22 = 13,64$ м;

2. Стойкость долота:

1 – го типа $t_1 = (T_1/H_1) \cdot h_1 = (116,65/314) \cdot 26,2 = 9,73$ ч

2 – го типа $t_2 = (T_2/H_2) \cdot h_2 = (93,75/300) \cdot 13,64 = 4,26$ ч

3. Механическая скорость бурения долотом

1 – го типа $V_{\text{мех } 1} = H_1/T_1 = 314/116,65 = 2,69$ м/ч

2 – го типа $V_{\text{мех } 2} = H_2/T_2 = 300/93,75 = 3,2$ м/ч

В связи с тем, что $h_1 > h_2$; $t_1 > t_2$, а $V_{\text{мех } 1} < V_{\text{мех } 2}$, определяем эксплуатационные затраты на 1 м проходки в рассматриваемых условиях. Дополнительные данные : цена долот 1 – го типа и 2 – го типа одинакова и составляет $C_d = 190$ руб. Продолжительность СПО для данного интервала глубин, отнесенная к рейсу долота с учетом вспомогательных операций составляет $t_{\text{спо}} + t_{\text{всп}}$ составляет 7 часов. Стоимость 1 часа работы буровой установки по затратам, зависящих от времени её работы, составляет $C_b = 29$ руб/ч

4. Величина эксплуатационных затрат на 1 метр проходки долотом

$$C = [C_b (t + t_{\text{СПО}} + t_{\text{ВСП}}) + C_d] / h, \quad (7)$$

Где C_b – стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени; t – стойкость долот; $t_{\text{СПО}}$ – продолжительность СПО, $t_{\text{ВСП}}$ – продолжительность вспомогательных работ; C_d – стоимость долота; h – проходка на долото.

Подставляем данные в формулу(1) и получаем

для долот 1 – го типа $C_1 = 29 \cdot (9,73 + 7) + 190 / 26,2 = 25,77$ руб.

для долот 2 – го типа $C_2 = 29 \cdot (4,26 + 7) + 190 / 13,64 = 37,87$ руб.

ВЫВОД: Так как $C_1 < C_2$ ($25,77 < 37,87$), то для разбуривания данного стратиграфического подразделения принимаем долота 1 – го типа.

Практическая работа № 5

2 часа

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗНОСА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА РАБОТ

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 производится после каждого подъема на поверхность. При этом предварительная оценка производится 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 - С- внутренний конус; N-нос; Т-наружный конус; S-плечо; G-калибрующие; А-вся поверхность; М-средние ряды и Н-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

Раздел 3.

Выбор способа и режима бурения скважин в соответствии с горно – геологическими условиями

Практическая работа № 6

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.

8.2. Рассчитать допустимую глубину спуска бурильных труб по формуле 20 стр. 64.

8.3. По таблице 24 стр. 50 – 55 находим предельную нагрузку и делим на 1,3 – для нормальных условий бурения.

8.4. Определяем длину второй секции по формуле 24 стр. 65.

8.5. Находим общую длину колонны $L = l_{\text{доп}} + l_2 + l_{\text{убт}}$,

8.6. По глубине скважины выбираем сколько труб необходимо допустить для условий бурения.

Практическая работа № 7

2 часа

ИЗУЧЕНИЕ КОНСТРУКЦИИ КОНЦЕВЫХ ЧАСТЕЙ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

1.Цель работы

Приобретение практических навыков для выбора БК при различных условиях и задачах бурения

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

2.2. Отрезки концевых частей бурильных труб различных конструкций

2.3. Компьютерная программа «Выбор БК»

3. Задание

3.1.Изучить типы БК ,

3.2. По отрезкам труб определить к какой части трубы относятся (концевая часть или тело трубы)

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Конспект основные типы БК и концевые соединения труб

4.3.Результат определения по образцам

5.Технология работы

5.1. Изучить основные типы БК сделать конспект в тетради

5.2. Изучить концевые соединения, перечислить в тетради их виды.

5.3. Группу разделить на 4 подгруппы. (работа по образцам бурильных труб)

Практическая работа № 8

2 часа

ИЗУЧЕНИЕ И ВЫБОР КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

1.Цель работы

Приобретение практических навыков для выбора КНБК при различных условиях и задачах бурения

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

2.3. Компьютерная программа «Выбор БК»

2.3.Ю.В. Вадецкий «Бурение нефтяных и газовых скважин» стр 256-259

3. Задание

3.1. Изучить типы КНБК,

3.2. Выбрать КНБК для вертикального и наклонного интервала скважины

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Конспект основные типы КНБК и их назначение

4.3. Выбор КНБК в зависимости от профиля скважины

5. Технология работы

5.1. Изучить основные типы КНБК сделать конспект в тетради

5.2. Выбрать КНБК по интервалам наклонного и вертикальных участков

5.3. Работа в компьютерной программе по подгруппам.

Примеры компоновок

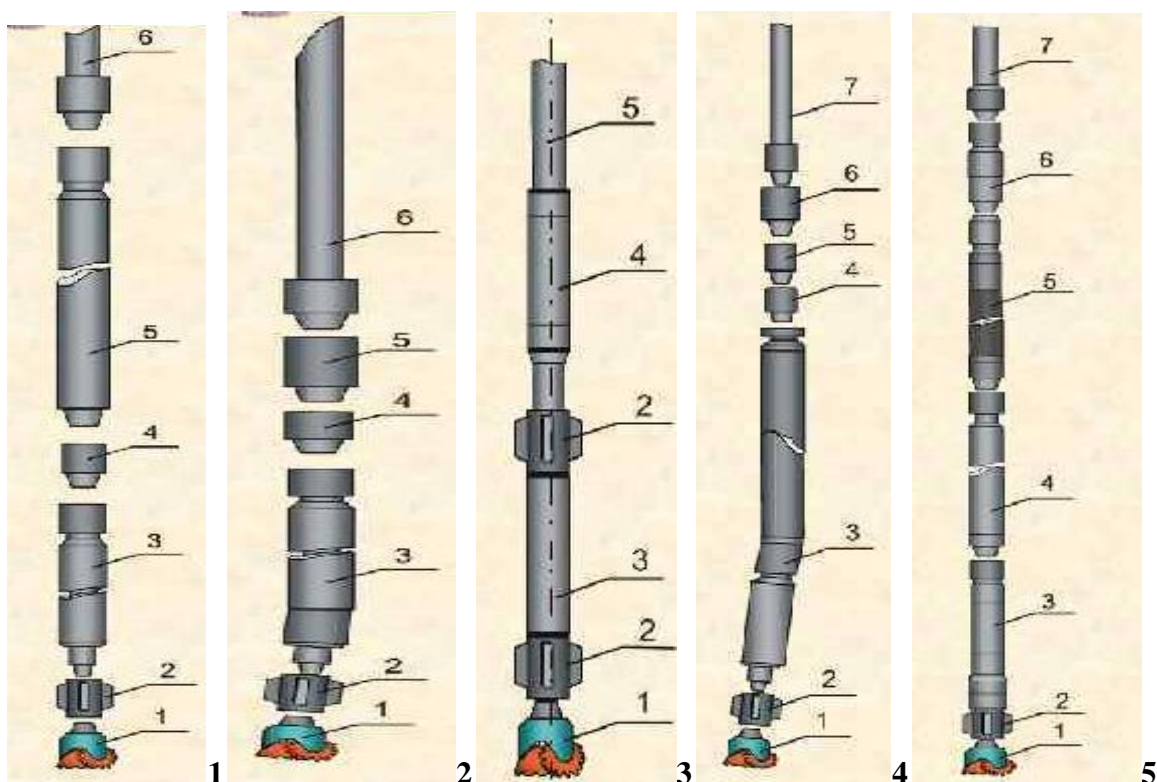


Рисунок 1 – компоновки низа буровой колонны

Описание компоновок

1. Компоновки низа буровой колонны Назначение: бурение под кондуктор диаметром 245 мм с искривлением скважины в сторону увеличения зенитного угла с интенсивностью 1 -5 град/100 м и уменьшением азимута с интенсивностью 15 град/100 м Состав: 1. Долото Ш 295. 3 СГВ (СЗГВ) 2. Калибратор 8 КС 295. 3 МС 3. Турбобур Т 12 РТ-240 4. Переводник 3 -147/3 -171 с обратным клапаном 5. УБТ-203 (178) -12 метров 6. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

2. Компоновки низа буровой колонны Назначение: бурение под кондуктор диаметром 245 мм в интервалах искусственного искривления Состав: 1. Долото Ш 295. 3 СГВ (СЗГВ) 2. Калибратор 8 КС 295. 3 МС 3. Отклонитель ТО 2 -240 4. Переводник 3 -147/3 -171 с обратным клапаном 5. Универсальный магнитный переводник 6. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

3. Компоновки низа буровой колонны Назначение: бурение вертикальных участков ствола скважины Состав: 1. Долото 2. Калибратор 3. Маховик 4. Забойный двигатель 5. Бурильные трубы 11. Компоновки низа буровой колонны

4. Компонировки низа буровой колонны Назначение: бурение под эксплуатационную колонну в интервалах искусственного искривления при глубинах до **2000 м** Состав: 1. Долото Ш 215. 9 СГВ 2. Калибратор 9 К 214 МС 3. Отклонитель ТО-2 -195 4. Переводник 3 -147/3 -171 с обратным клапаном 5. Рабочий переводник 3 -147/3 -147 6. Магнитный переводник 3 -147/3 -147 7. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

5. Компонировки низа буровой колонны Назначение: бурение горизонтального ствола в продуктивном пласте со стабилизацией и незначительным уменьшением зенитного угла Состав: 1. Долото Ш 215. 9 МСЗ ГНУ (СЗ ГАУ) 2. Калибратор МК 215. 9 3. Винтовой забойный двигатель ОШ-172 4. Удлинитель диамагнитный 5. Забойная телеметрическая система ЗИС-4 (СИБ-1) 6. Фильтр-контейнер с обратным клапаном 7. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

Практическая работа № 9

2 часа

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ОСЛОЖНЕННЫХ ГОРИЗОНТОВ

1.Цель работы

Приобретение практических навыков определение плотности бурового раствора для вскрытия осложненных интервалов скважины

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

2.2. И.В. Элияшевский «Типовые расчеты и задачи в бурении» стр 159-177

3. Задание

3.1. Определение максимальной скорости спуска бурового инструмента

3.2.Определение плотности бурового раствора для вскрытия текучих пород и продуктивных горизонтов

3.3. Определение плотности бурового раствора для предупреждения проявлений

3.4. Определение плотности бурового раствора для предупреждения выброса

3.5. Ответы на контрольные вопросы

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

4.3. Ответы на контрольные вопросы

5.Технология выполнения

Под осложнением в скважине следует понимать затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины.

Наиболее распространенные виды осложнений - осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощения бурового раствора, нефте-, газо- или водопроявления.

Обвалы, (осыпи) происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения буровым раствором или ее фильтратом снижается предел прочности уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца, что ведет к их обрушению (осыпям). Обвалам (осыпям) может способствовать набухание. Проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, в пласты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и в конечном счете к обрушению (осыпанию). Небольшие осыпи могут происходить из-за механического воздействия бурового инструмента на стенки скважины. Обвалы (осыпи) могут

произойти также в результате действия тектонических сил, обуславливающих сжатие пород.

Ползучесть происходит при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т. е. ползти и выпучиваться в ствол скважины. В результате недостаточного противодействия на пласт глина, песчаные глины, ангидриты, глинистые сланцы или соляные породы ползут, заполняя ствол скважины. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или соляных пород сложены устойчивыми породами, не склонными к ползучести. Осложнение может происходить и вследствие того, что кровля и подошва пласта (горизонта) глины или аргиллита ползет, выдавливая последние в скважину. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или аргиллита сложены породами (например соляными), склонными к ползучести. Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и увеличения температуры пород.

Газо-, нефте- и водопро явления. В разбуриваемых пластах могут находиться газ, вода и нефть. Газ через трещины и поры проникает в скважину. Если пластовое давление выше давления бурового раствора, заполняющего скважину, газ с огромной силой выбрасывает жидкость из скважины-возникает газовый, а иногда и нефтяной фонтан. Это явление нарушает нормальный процесс бурения, влечет за собой порчу оборудования, а иногда и пожар. Вода или нефть под очень большим пластовым давлением также может прорваться в скважину. В результате происходит выброс бурового раствора, а потом воды или нефти. Получается водяной или нефтяной фонтан.

Выбросы бывают не только в результате проникновения газа в скважину под превышающим пластовым давлением. Газ может постепенно проникать в раствор в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно сильно раствор насыщается газом во время длительных перерывов в бурении. Пузырьки газа на забое скважины находятся под сильным давлением, отчего газ сильно сжат, а размеры пузырьков чрезвычайно малы. При циркуляции глинистый раствор поднимается вверх и выносит с собой пузырьки газа, при этом, чем выше они поднимаются, тем меньше становится давление на них и тем больше они увеличиваются в размерах. Наконец, пузырьки становятся настолько крупными, что занимают большую часть объема раствора, и плотность его значительно уменьшается. Вес столба уже не может противостоять давлению газа, и происходит выброс. Постепенно просачиваясь в скважину, вода и нефть также уменьшают плотность раствора, в результате чего возможны выбросы. Выбросы могут возникать и при понижении уровня бурового раствора в скважине, которое *происходит* или вследствие потери циркуляции, или же во время подъема труб в случае недолива скважины.

Решение задач

Определить максимальную скорость спуска бурильного инструмента с целью предупреждения поглощения бурового раствора.

Таблица 4 Исходные данные для решения задач

№ вар	Глубина залегания поглощающего пласта, м	Диаметр долота, мм	Диаметр бурильных труб, мм	Пластовое давление, МПа	плотность БР, г/ см ³	Динамическая вязкость бурового раствора, Н*с/м ²
1	1600	215,9	146	25	1,11	0,02
2	1650	215,9	127	26	1,12	0,02
3	1700	215,9	146	27	1,13	0,02

4	1750	215,9	127	28	1,14	0,02
5	1800	215,9	146	29	1,15	0,02
6	1850	215,9	127	30	1,16	0,02
7	1600	215,9	146	25	1,11	0,02
8	1650	215,9	127	26	1,12	0,02
9	1700	215,9	146	27	1,13	0,02
10	1750	215,9	127	28	1,14	0,02
11	1800	215,9	146	29	1,15	0,02
12	1850	215,9	127	30	1,16	0,02

Пример решения. Определить максимальную скорость спуска бурильного инструмента с целью предупреждения поглощения бурового раствора при следующих условиях: глубина залегания поглощающего горизонта 1800м, диаметр долота 215,9 мм, диаметр бурильных труб 146 мм, пластовое давление 19МПа, плотность бурового раствора 1,16 г/ см³, динамическая вязкость бурового раствора 0,02 Н*с/м².

Решение:

Максимальную скорость спуска бурильной колонны определяем по формуле

$$V_{\max} = (p_{\text{гидр}} - p_{\text{пл}}) * (D_{\text{дол}}^2 - d_{\text{бт}}^2) / 3300L * \eta \quad (8), \text{ где}$$

$p_{\text{гидр}}$ - гидростатическое давление столба бурового раствора, МПа; $p_{\text{пл}}$ - пластовое давление. МПа; $D_{\text{дол}}$ –диаметр долота, мм; $d_{\text{бт}}$ – диаметр бурильных труб, мм; L – глубина залегания поглощающего горизонта, М; η - динамическая вязкость бурового раствора, Н*с/м².

Расчет гидростатического давления столба бурового раствора по формуле:

$$p_{\text{гидр}} = H * \rho / 100 \quad (2)$$

$$p_{\text{гидр}} = 1800 * 1,16 / 100 = 20,88 \text{ МПа.}$$

Подставляя все величины в формулу (1), получаем

$$V_{\max} = (20,88 - 19) * (215,9^2 - 146^2) / 3300 * 1800 * 0,02 = 0,4 \text{ м/с.}$$

Для данных условий бурения Скорость спуска бурильного инструмента не должна превышать 0,4 м/с.

Определение плотности бурового раствора для вскрытия текучих пород и продуктивных горизонтов

Таблица 5 – исходные данные

№ вар	Глубина залегания кровли текучих пород, м	Избыточное на устье после закрытия превентора давление, МПа	плотность БР до вскрытия текучих пород, г/ см ³
1	1600	5	1,11
2	1650	6	1,12
3	1700	7	1,13
4	1750	8	1,14
5	1800	9	1,15

6	1850	10	1,16
7	1600	5	1,11
8	1650	6	1,12
9	1700	7	1,13
10	1750	8	1,14
11	1800	9	1,15
12	1850	10	1,16

Пример: Определить плотность бурового раствора для вскрытия текучих пород при следующих условиях: глубина залегания кровли текучих пород 2000 м, плотность бурового раствора до вскрытия этих пород составляет 1,25 г/см³, избыточное давление на устье скважины через сутки после закрытия превентора – 5 МПа.

Решение: плотность определяем по формуле :

$$\rho = 100 * (0,01 * \rho_{\text{исх}} * H + P_{\text{изб}}) / H, \quad (9)$$

где $\rho_{\text{исх}}$ - исходная плотность бурового раствора до вскрытия осложненных пород, г/см³; H- глубина залегания кровли текучих пород, м; $P_{\text{изб}}$ – избыточное давление на устье скважины, МПа.

$$\rho = 100 * (0,01 * 1,25 * 2000 + 5) / 2000 = 1,5 \text{ г/см}^3.$$

Вывод : Для вскрытия осложненных пластов , представленных текучими породами плотность бурового раствора должна быть 1,5 г/см³.

Определение плотности бурового раствора для предупреждения проявлений
Таблица 6 исходные данные

№ вар	Диаметр скважины , мм	Диаметр бурильных труб, мм	плотность БР до вскрытия проявляющего пласта, г/ см ³	Динамическое напряжение сдвига, Н/см ²	Минимальный запас плотности бурового раствора ,г/ см ³
1	295,3	140	1,11	0.0015	0,051
2	244,9	127	1,12	0.001	0.046
3	295,3	140	1,13	0.0015	0,051
4	244,9	127	1,14	0.001	0.046
5	295,3	140	1,15	0.0015	0,051
6	244,9	127	1,16	0.001	0.046
7	295,3	140	1,11	0.0015	0,051
8	244,9	127	1,12	0.001	0.046
9	295,3	140	1,13	0.0015	0,051
10	244,9	127	1,14	0.001	0.046
11	295,3	140	1,15	0.0015	0,051
12	244,9	127	1,16	0.001	0.046

Пример. Определить плотность бурового раствора для предупреждения проявлений при следующих условиях. Диаметр скважины 269,9мм, диаметр бурильных труб 147 мм,

плотность бурового раствора до вскрытия проявляющего пласта $1,3 \text{ г/см}^3$, динамическое напряжение сдвига $0,001 \text{ Н/см}^2$.

Решение : Для указанных условий величина максимального запаса плотности бурового раствора равна $0,044 \text{ г/см}^3$ (И.В. Элияшевский, таблица 77 стр. 162). Плотность бурового раствора определяем по формуле

$$\rho = \rho_{\text{исх}} + 2 \rho_{\text{зап}} = 1,3 + 2 \cdot 0,044 = 1,39 \text{ г/см}^3$$

Вывод: Для предупреждения проявлений при данных условиях плотность бурового раствора должна быть не менее $1,39 \text{ г/см}^3$.

Контрольные вопросы:

1. Назовите основные причины возникновения осыпей и обвалов.
2. Как влияет плотность бурового раствора на вскрываемые осложненные горизонты скважины.
3. Назовите основные причины возникновения ГНВП.

Практическая работа № 10

2 часа

РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ГЕЛЬЦЕМЕНТА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЯ В СКВАЖИНЕ

1. Цель работы

Приобретение практических навыков расчета количества геля цемента для ликвидации поглощения

2. Обеспечивающие средства

- 2.1. Методические указания
- 2.2. И.В. Элияшевский «Типовые расчеты и задачи в бурении» стр 180-181

3. Задание

- 3.1. Изучить смеси для ликвидации поглощения
- 3.2. Рассчитать количество геля цемента для ликвидации поглощения при определенных условиях.
- 3.3. Ответить на контрольные вопросы

4. Требования к отчету

- 4.1. Номер работы
- 4.2. Расчеты
- 4.3. Ответы на контрольные вопросы

5. Технология выполнения

Гельцементы называются цементные пасты, приготовленные на глинистом растворе. Параметры ГПЦ зависят от соотношения цемента и глинистого раствора. Для её получения сухой тампонажный или глиноземистый цемент затворяют на заранее приготовленном растворе из бентонитовой глины. Сроки схватывания цементных растворов регулируются добавками реагентов – ускорителей, в качестве которых наиболее широко применяются – жидкое стекло, хлористый кальций, кальцинированная сода. Смеси цемента и других материалов резко уменьшающих сроки схватывания раствора, закачиваемого в зоны поглощения, называются *быстротсхватывающимися смесями*. БСС бывают на основе нефтепродуктов в состав входит дизельное топливо и цемент. Время от момента затвердения до начала схватывания БСС должно быть рассчитано так, чтобы можно было успеть выполнить все мероприятия от начала приготовления смеси до конца его продавки в скважину. Гельцементные пасты и быстротсхватывающиеся смеси можно закачивать в скважину через буровые трубы. Конец буровых труб следует устанавливать выше кровли поглощающего пласта, количество продавочной жидкости принимается равным внутреннему объему опущенных буровых труб,

соответствующему их длине, за вычетом положения статического уровня и еще 50 м. Во избежание прихвата бурильных труб во время заливки их надо все время расхаживать.

Таблица 7 Исходные данные для решения задачи

№ вар	Глубина Скважины, м	Диаметр скважины, мм	Кровля поглощающ его пласта, м	Подошва поглощающ его Пласта, м	Объем геляцементa , м ³
1	1600	215,9	1530	1590	10
2	1650	215,9	1580	1630	8
3	1700	215,9	1630	1690	10
4	1750	215,9	1690	1730	8
5	1800	215,9	1730	1790	10
6	1850	215,9	1790	1830	8
7	1600	215,9	1530	1590	10
8	1650	215,9	1580	1630	8
9	1700	215,9	1630	1690	10
10	1750	215,9	1690	1730	8
11	1800	215,9	1730	1790	10
12	1850	215,9	1790	1830	8

Пример: Подсчитать общий объем геляцементa, необходимый для ликвидации поглощения в скважине глубиной $H = 1200$ м, если кровля поглощающего горизонта находится на глубине 1130 м, а подошва на глубине 1195 м, диаметр скважине 300 мм, в пласт требуется ввести 8 м³ геляцементa.

Решение. Объем геляцементa рассчитываем, исходя из объема скважины в интервале от подошвы поглощающего горизонта до конца бурильных труб, которые устанавливают на расстоянии 20 м выше кровли поглощающего горизонта. Сумма указанных интервалов $h_1 = 1195 - 1130 + 20 = 85$ м.

Объем указанного интервала $V_{СКВ} = \pi D_{СКВ}^2 / 4 \cdot h_1 = 3,14 \times 0,3^2 / 4 \cdot 85 = 6$ м³. Тогда общий потребный объем геляцементa $V_{ОБЩ} = 8 + 6 = 14$ м³.

Контрольные вопросы:

1. Состав БСС
2. Состав ГЦП
3. От чего зависит выбор объема смеси для ликвидации поглощения.
4. Как определить есть поглощение бурового раствора в скважине или нет.
5. В каких случаях бурят скважину без выхода бурового раствора.

Практическая работа № 11

2 часа

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ РАЗГАЗИРОВАННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ ВЫХОДЕ ЕГО ИЗ СКВАЖИНЫ

2 часа

1. Цель работы

Приобретение практических навыков расчета плотности разгазированного бурового раствора при выходе его из скважины, и определение времени разгазирования бурового раствора.

2. Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания

3. Задание

3.1. Определить плотность разгазированного бурового раствора (исходные данные).

3.2. Определить время разгазирования бурового раствора (исходные данные).

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

5. Технология выполнения

Таблица 8 - Исходные данные для решения двух задач.

№ вар	Глубина скважины, м	Диаметр скважины, мм	Скорость проходки, м/ч	Подача насоса, $\text{дм}^3/\text{с}$	Плотность БР, $\text{г}/\text{см}^3$	Пластовое давление, МПа
1	1600	300	5	25	1,11	15
2	1650	290	5,5	26	1,12	16
3	1700	300	6	27	1,13	17
4	1750	290	4	28	1,14	18
5	1800	300	4,5	29	1,15	19
6	1850	290	6,5	30	1,16	20
7	1600	300	5	25	1,11	15
8	1650	290	5,5	26	1,12	16
9	1700	300	6	27	1,13	17
10	1750	290	4	28	1,14	18
11	1800	300	4,5	29	1,15	19
12	1850	290	6,5	30	1,16	20

Пористость породы $b=25\%$; коэффициент растворимости газа в нефти $\alpha = 0,9$ для всех вариантов. Диаметр буровых труб $D = 0,140$ м; внутренний диаметр буровых труб $d = 0,120$ м, объем раствора в желобах и приемной емкости $V_{\text{ж.е.}} = 30 \text{ м}^3$.

Задача 1.

ПРИМЕР: Найти плотность разгазированного бурового раствора при выходе его из скважины диаметром $D_{\text{скв}} = 0,3$ м если в неё прокачивают $Q = 40 \text{ дм}^3/\text{с}$ бурового раствора плотностью $\rho_{\text{б.р}} = 1,6 \text{ г}/\text{см}^3$, средняя механическая скорость проходки $V_{\text{м}} = 8 \text{ м}/\text{ч}$, ожидаемое пластовое давление $P_{\text{пл}} = 17 \text{ МПа}$, пористость породы $b=25\%$; коэффициент растворимости газа в нефти $\alpha = 0,9$.

Решение: Количество газа, поступающего в буровой раствор из пласта в течение 1 часа, определяется по формуле

$$V_{\text{Г}} = \pi D_{\text{скв}}^2 / 4 * V_{\text{м}} * b / 100 * \alpha * P_{\text{пл}} * 10 \quad (10)$$

Подставляя данные из условия задачи получаем

$$V_{\Gamma} = 3,14 * 0,3^2/4 * 8 * 25/100 * 0,9 * 17,0 * 10 = 21,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Плотность разгазированного бурового раствора при выходе его из скважины находим по формуле

$$\rho_{\text{рб.р.}} = 3,6 * Q * \rho_{\text{б.р.}}/3,6 * Q + V_{\Gamma} \quad (11)$$

$$\rho_{\text{рб.р.}} = 3,6 * 40 * 1,6/3,6 * 40 + 21,6 = 1,4 \text{ г/см}^3$$

Задача 2

ПРИМЕР: Определить время разгазирования бурового раствора в скважине глубиной $H = 1800 \text{ м}$, диаметром $D_{\text{скв}} = 0,3 \text{ м}$ при скорости проходки 5 м/ч , плотность раствора $\rho_{\text{б.р.}} = 1,3 \text{ г/см}^3$, подача насоса $Q = 26 \text{ дм}^3/\text{с}$, пластовое давление 20 МПа

РЕШЕНИЕ:

Количество газа, поступающего в скважину в течение 1 часа работы долота,

$$V_{\Gamma} = \pi D_{\text{скв}}^2/4 * V_{\text{м}} * b/100 * \alpha * P_{\text{пл}} * 10 = 3,14 * 0,3^2/4 * 5 * 25/100 * 0,9 * 20,0 * 10 = 15,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Плотность разгазированного бурового раствора после выхода его из скважины

$$\rho_{\text{рб.р.}} = 3,6 * Q * \rho_{\text{б.р.}}/3,6 * Q + V_{\Gamma} = 3,6 * 26 * 1,3/3,6 * 26 + 15,7 = 1,11 \text{ г/см}^3$$

Время разгазирования раствора

$$T = [V_{\text{ж.е.}} + \pi/4 * (D_{\text{скв}}^2 - D^2 + d^2)/H] * (\rho_{\text{б.р.}} - \rho_{\text{рб.р.}}) / V_{\Gamma} * \rho_{\text{рб.р.}} \quad (12)$$

$$T = [30 + 3,14/4 * (0,3^2 - 0,14^2 + 0,12^2) * 1800] * (1,3 - 1,09) / 17,6 * 1,09 = 1,64 \text{ ч}$$

Практическая работа № 12

2 часа

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА ПЛАСТ

1. Цель работы

Приобретение практических навыков расчета снижения давления на пласт

2. Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания

3. Задание

3.1. Определить снижение давления на пласт

(исходные данные).

3.2. Ответить на контрольные вопросы

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

4.3. Ответы на контрольные вопросы

5. Технология выполнения

Таблица 9 -Исходные данные для решения задачи

№ варианта	Глубина скважины, м	Плотность бурового раствора, г/ см ²	Длина УБТ (l _y), м
1	2000	1,24	100
2	2200	1,25	110
3	2300	1,26	120
4	2400	1,27	130
5	2400	1,28	140
6	2500	1,29	150
7	2000	1,30	160
8	2200	1,31	170
9	2300	1,32	180
10	2400	1,33	190
11	2400	1,34	200
12	2500	1,35	210

Дополнительные данные для всех вариантов: УБТ- диаметром 203 мм, вес 1 м УБТ (g_y)-1920 Н ;

бурильные трубы - 146 мм, вес 1 м БТ (g) -314 Н .плотность материала бурительных труб $\rho = 7,85 \text{ г/см}^3$; кондуктор диаметром 324, толщина стенки кондуктора 10мм.

Пример : Определить снижение давления на пласт , если бурительная колонна поднята с глубины Н = 2000м без подкачивания бурового раствора ,плотностью ($\rho_{б.р}$) 1,35 г/см³. Бурительная колонна состоит из УБТ диаметром 203 мм длиной (l_y) 100м , бурительные трубы диаметром 146 мм.

Решение : Определяем вес поднятой из скважины колонны

$$G = g_y * l_y + g * L \quad (13)$$

L – длина бурительных труб (Н - l_y), м

$$G = 1920 * 100 + 314 * 1900 = 788000 = 0,78 \text{ МН}$$

Рассчитываем объем колонны

$$V_k = G / \rho = 78,8 / 7,85 = 10 \text{ м}^3$$

Понижение уровня бурового раствора в скважине определяется по формуле

$$l = V_k / F,$$

Где F-площадь внутреннего сечения кондуктора

$$F = \pi * d^2 / 4 = 3,14 * 0,303^2 / 4 = 0,072 \text{ м}^2$$

d – внутренний диаметр кондуктора (342 мм – 2*10 мм = 303мм = 0,303 м)

Тогда $l = 10 / 0,072 = 138,9 \text{ м}$ – понижение уровня бурового раствора в скважине.

Снижение давления на забой $\Delta p = p_1 - p_2$, где p_1 и p_2 – гидростатическое давление на забой перед подъемом колонны и в конце подъема

$$p_1 = \rho_{б.р} * H / 100 = 1,35 * 2000 / 100 = 27,0 \text{ МПа}$$

$$p_2 = \rho_{б.р} * (H - l) / 100 = 1,35 * (2000 - 138,9) / 100 = 25,12 \text{ МПа}$$

$$\Delta p = 27,0 - 25,12 = 1,88 \text{ МПа}$$

Для стабилизации давления на забой необходимо на буровой иметь емкость с раствором, поступающим самотеком в скважину. Емкость должна быть не менее 10м³, так как объем колонны равен 10 м³.

Контрольные вопросы

1. Какие виды осложнений при бурении скважин наиболее часто встречаются.
2. Назовите основные признаки и причины поглощения бурового раствора.
3. При каких обстоятельствах могут возникнуть ГНВП

Практическая работа № 13
2 часа
ОТРАБОТКА ДЕЙСТВИЙ БУРОВОЙ БРИГАДЫ ПРИ ГНВП

1.Цель работы

Приобретение практических навыков действия при ГНВП

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

2.2. Вадецкий Ю.В. «Бурение нефтяных и газовых скважин» стр – 194-197

3. Задание

3.1.Изучить действия буровой бригады при ГНВП

3.2. Отработка действий по подгруппам

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2.Презентация действий при определенных операциях бурения (При СПО, при ГИС, при полностью извлеченном инструменте)

Технология выполнения

Группа делиться на 3 подгруппы, каждой подгруппе дается задание , затем каждая подгруппа презентует свое решение.

Таблица 10 -Технологическая карта занятия

Стадии урока	Цели	Действия		Время	Прием
		Преподаватель	Студент		
вызов	Актуализация знаний	Объясняет, в ходе занятия задает вопросы.	Воспринимают информацию, активно работают	30 мин	Слайды, презентация
осмысление	Поиск правильного решения	Отвечает на вопросы, которые задают студенты. Чтобы получить и систематизировать фактические данные Наблюдает координирует	Задают вопросы, формулируют проблему	10 мин	Электронный учебник «Осложнения и аварии при бурении». фильм «Открытый фонтан»
			Активно работают в микрогруппах	30 мин	
презентация	Представления решения	Наблюдает координирует	Доказывают правильность своего решения	15 мин	Буклет, листовка, презентация
рефлексия	Систематизировать осознание , того , что было	Подводит итог урока	Вместе с преподавателем делают вывод ,	5 мин	

			значимости данной темы		
--	--	--	---------------------------	--	--

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении газонефтеводопроявления

- Первый, заметивший ГНВП, немедленно предупреждает всех членов бригады.



- Во всех случаях при возникновении ГНВП бурильщик (старший оператор) обязан принять неотложные меры по герметизации устья скважины, сообщить о случившемся в ЦИТС и установить дежурство у телефона.

- Все работы на скважине после герметизации устья ведутся под руководством мастера или ответственного руководителя из числа ИТР по дополнительному плану.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана.

- Остановить двигатели внутреннего сгорания.
- Отключить силовые и осветительные линии электропитания.
- Отключить электроэнергию в загазованной зоне.
- Потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины.
- Прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование.
- Обесточить все производственные объекты (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и т.д.), которые могут оказаться в газоопасной зоне.
- Оповестить руководство предприятия, противофонтанной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана.
- Прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;
- Прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы.
- При возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

Инструкция по первоочередным действиям буровой вахты при возникновении ГНВП и открытых фонтанов

1. Общая часть

1. Первый заметивший основные признаки ГНВП немедленно сообщает об этом бурильщику
2. Бурильщик подает сигнал «Выброс»
3. Во всех случаях при возникновении признаков ГНВП, бурильщик обязан принять неотложные меры по герметизации устья скважины и через 10- 15 минут снять показания манометров на стояке и затрубном пространстве.

Сообщает о нестандартной ситуации буровому мастеру и в ЦИТС первый помощник бурильщика.

4. Перед закрытием превентора бурильная или обсадная колонна должна находиться в подвешенном состоянии, шаровой кран установлен под ведущей рабочей трубой.
5. После герметизации устья скважины дальнейшие работы по ликвидации ГНВП проводятся под руководством специалистов предприятия.
6. После закрытия превенторов при ГНВП необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины.
7. После закрытия универсального превентора на трубе , закрыть трубный плащечный превентор и зафиксировать ручным приводом.

Таблица 11 - Действия технического персонала

№ п/п	Вид аварии	Действия вахты	исполнитель
1	ГНВП при бурении или при промывке скважины	1.Поднимает бурильный инструмент до выхода муфты трубы на 1 метр выше ротора и закрепляет тормоз буровой лебедки. 2. Останавливает буровые насосы 3.Открывает гидрозадвижку на линии дросселирования 4. Закрывает универсальный превентор 5. Закрывает шаровой кран 6.Закрывает задвижку перед регулируемым дросселем 7. Сообщает о случившемся буровому мастеру , и в ЦИТС 8.Устанавливает наблюдение за устьем скважины и изменением давления на блоке дросселирования	Бурильщик, вахта Второй пом.бурильщика Бурильщик Бурильщик I пом.бур. I,III помощник бурильщика I пом.бурильщика бурильщик
2	ГНВП при СПО	1.Прекращает СПО 2.Наворачивает аварийную бурильную трубу с шаровым краном 3.Спускает бурильную колонну в скважину, оставив муфту аварийной трубы на 1 метр выше ротора. 4. Открывает гидрозадвижку на линии дросселирования 5. Закрывает универсальный превентор 6. Закрывает шаровой кран 7. Закрывает задвижку перед регулируемым дросселем 8. Сообщает о случившемся буровому мастеру , и в ЦИТС 9. Устанавливает наблюдение за устьем скважины и изменением давления на блоке дросселирования	Бурильщик, вахта Бурильщик Бурильщик Бурильщик I пом.бур. I,III помощник бурильщика I пом.бурильщика бурильщик
3	ГНВП при спуске обсадной колонны	1.Прекращает спуск обсадной колонны 2.Наворачивает аварийную трубу с переводником и шаровым краном на последнюю обсадную трубу 3.Спускает обсадную колонну с наверху аварийной бурильной трубой в скважину, оставив муфту аварийной трубы на 1 метр выше ротора. 4.Открывает гидрозадвижку на линии	Бурильщик, вахта I,III помощник бурильщика Бурильщик

		<p>дресселирования</p> <p>5.Закрывает универсальный превентор</p> <p>6.Закрывает шаровой кран на аварийной бурильной трубе</p> <p>7.Закрывает задвижку перед регулируемым дросселем</p> <p>8. Сообщает о случившемся буровому мастеру , и в ЦИТС</p> <p>9. Устанавливает наблюдение за устьем скважины и изменением давления на блоке дросселирования</p>	<p>Бурильщик</p> <p>Бурильщик</p> <p>I пом.бур.</p> <p>I,III помощник бурильщика</p> <p>I пом.бур.</p> <p>Бурильщик</p>
4	ГНВП при отсутствии в скважине бурильных (обсадных) труб	<p>1.Открывает задвижку на линии дросселирования</p> <p>2.Закрывает превентор с глухими плашками, при отсутствии ППГ с глухими плашками закрывается универсальный превентор (ПУГ)</p> <p>3.Закрывает задвижку перед регулируемым дросселем</p> <p>4.Сообщает о случившемся буровому мастеру и в ЦИТС.</p> <p>5.Устанавливает наблюдение за устьем скважины и изменением давления на блоке дросселирования</p>	<p>Бурильщик</p> <p>Бурильщик</p> <p>I,III помощник бурильщика</p> <p>I пом.бур.</p> <p>Бурильщик</p>
5	ГНВП при проведении геофизических или прострелочно – взрывных работ	<p>1.Поднимает из скважины геофизический прибор или перфоратор</p> <p>2.При невозможности поднять геофизический прибор или перфоратор отрубает кабель</p> <p>3.Открывает гидрозадвижку на линии дросселирования</p> <p>4.Закрывает превентор с глухими плашками</p> <p>5.Закрывает задвижку перед регулируемым дросселем.</p> <p>6.Сообщает о случившемся буровому мастеру и в ЦИТС</p> <p>7.Устанавливает наблюдение за устьем скважины и изменением давления на блоке дросселирования</p>	<p>Бурильщик</p> <p>Бурильщик</p> <p>Бурильщик</p> <p>I,III помощник бурильщика</p> <p>I пом.бур.</p> <p>Бурильщик</p>

Практическая работа № 14

2 часа

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. Рассчитать 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

Таблица 12 - Исходные данные для решения задачи

№ варианта	Глубина скважины, м	Длина неприхваченной части 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 $\delta = 8$ мм, если глубина скважины $H = 2300$ м, диаметр долота $D_d = 295,3$ мм, длина неприхваченной части колонны $L_{н.п.} = 2000$ м, плотность бурового раствора $\rho_{б.р.} = 1,25$ г/см³, плотность нефти $\rho_{н.} = 0,8$ г/см³.

Решение. Определим необходимое количество нефти для ванны

$$V_H = 0,785(D_{СКВ}^2 - D^2)H_1 + 0,785d^2H_2 \quad (14)$$

где $D_{СКВ}$ - диаметр скважины, м.

$$D_{СКВ} = kD_d = 1,2 \cdot 295,3 = 354 \text{ мм} = 0,354 \text{ м.}$$

Здесь k – 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; H_1 - высота подъема нефти в затрубном пространстве. Нефть поднимают на 50-100 м выше места прихвата

$$H_1 = H - L_{H.П.} + (50 \div 100); \quad (15)$$

$$H_1 = 2300 - 200 + 100 = 400 \text{ м};$$

d – внутренний диаметр бурильных труб, м

$$d = D - 2\delta = 140 - 2 \cdot 8 = 124 \text{ мм} = 0,124 \text{ м};$$

$\delta = 8$ мм- толщина стенки бурильных труб; H_2 - высота столба нефти в трубах, необходимая для периодического (через 1-2 ч) подкачивания нефти в затрубное пространство. Принимая $H_2 = 200$ м, находим

$$V_H = 0,785(0,354^2 - 0,140^2)400 + 0,785 \cdot 0,124^2 \cdot 200 = 35,8 \text{ м}^3.$$

Количество бурового раствора для продавки нефти

$$V_{Б.Р.} = \frac{\pi d^2}{4} (H - H_2); \quad (16)$$

$$V_{Б.Р.} = \frac{3,14 \cdot 0,124^2}{4} (2300 - 200) = 25,4 \text{ м}^3.$$

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

$$p = p_1 + p_2 \quad (17)$$

где p_1 - давление, возникающее при разности плотностей столбов жидкости в скважине (в трубах и за трубами)

$$p_1 = \frac{H(\rho_{Б.Р.} - \rho_H)}{100} = \frac{2300(1,25 - 0,8)}{100} = 10,3 \text{ МПа.}$$

p_2 - давление, идущее на преодоление гидравлических потерь. С достаточной для практических расчетов точностью

$$p_2 = 0,001H + 8 = 0,001 \cdot 2300 + 8 = 3,1 \text{ МПа.}$$

Тогда

$$p = 10,3 + 3,1 = 13,4 \text{ МПа.}$$

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

$$Q = 10,2\eta N / 10 p = 10,2 \cdot 0,635 \cdot 120 / 10 \cdot 13,4 = 5,8 \text{ дм}^3/\text{с},$$

где η - 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 № 15

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЛИНЫ НЕПРИХВАЧЕННОЙ ЧАСТИ БК

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков определения длины неприхваченной части БК

2.Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания

3. Задание

3.1. Изучить методику расчета длины неприхваченной части БК

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

5. Технология выполнения

Определить длину неприхваченной части буровой колонны при следующих условиях. Оснастка 4 × 5. В скважине глубиной $H = 2500$ м произошел прихват 146-мм буровых труб, имеющих толщину стенки $\delta = 9$ мм. Все колонны буровых труб в подвешенном состоянии перед прихватом 55 делений, вес подвешенной части талевого системы 5 делений, собственный вес колонны буровых труб 50 делений по индикатору веса. Растягивание P_1 производилось на 60 делений, растягивание P_2 - на 70 делений; разность удлинений буровой колонны равна $\Delta l = 15$ см.

Решение. Сначала определим цену одного деления (в кН) по указывающему прибору индикатора веса с верньером (ГИВ-2). По данным тарифовки на канате диаметром 28 мм усилие на один конец, согласно по данным табл. 84, при 60 делениях составляет 66,5 кН, а при 70 делениях – 78,5 кН; поэтому цена одного деления составит $(78,5 - 66,5) / 10 = 1,20$ кН.

Таблица 13 Показатели индикатора веса

Показатели прибора	Усилие на один конец талевого каната, кН		Отклонение, кН	
	с верньером	без верньера	с верньером	без верньера
10	5,00	5,00	0	0
20	18,15	17,50	1,40	1,00
30	30,50	28,50	1,75	1,30
40	41,65	41,15	1,90	1,90
50	54,15	52,25	1,90	2,50
60	66,50	63,90	1,75	1,65
70	78,5	75,65	2,25	1,90
80	92,4	88,50	1,90	1,75
90	106,4	101,75	1,65	1,80
100	121,5	116,00	0	0

Длина неприхваченной части буровой колонны определяется по формуле

$$L_{н.п.} = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1} \Delta l, \quad (18)$$

где $L_{н.п.}$ - глубина места прихвата буровых труб, см; $E = 2,1 \cdot 10^4$ кН/см² - модуль упругости стали буровых труб; $F = 38,7$ см² - площадь поперечного сечения тела 146-мм буровых труб с $\delta = 9$ мм; P_1 и P_2 - создаваемая нагрузка для растяжения колонны буровых труб, кН

$$P_1 - P_2 = 70 \text{ дел.} - 60 \text{ дел.} = 10 \text{ дел.}$$

Таким образом, разность натяжения составит $1,20 \cdot 10 \cdot 8 = 96$ кН;

$\Delta l = 15$ см – разность удлинений бурильной колонны, соответствующая указанным выше нагрузкам. Тогда

$$L_{н.п.} = 1,05 \frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 38,7}{96,00} 15 = 133\,000 \text{ см} = 1330 \text{ м.}$$

П р и м е ч а н и е. Приведенную формулу можно записать так

$$L_{н.п.} = k_{н.п.} \Delta l, \quad (19)$$

$$k_{н.п.} = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1}, \quad (20)$$

Т а б л и ц а 14 Значение коэффициента $k_{н.п.}$

Диаметр бурильной трубы, мм	Толщина стенки, мм	Коэффициент $k_{н.п.}$ при разности натяжений $P_1 - P_2$, кН						
		50	100	150	200	250	300	350
168	8	17 200	8 600	5733	4300	340	2866	2457
	9	19 757	9 878	6586	4939	3951	3293	2822
	11	23 461	11 730	7820	5865	4692	3910	3351
146	9	17 331	8 666	5777	4333	3466	2889	2476
	11	20 727	10 36	6909	5182	4145	3455	2961
140	8	14 553	7 276	4851	3638	2911	2426	2079
	9	16 317	8 159	5439	4079	3263	2720	2331
	11	19 713	9 857	6571	4928	3943	3286	2816
114	8	11 818	5 909	3939	2955	2364	1970	1688
	10	14 553	7 276	4851	3638	2911	2426	2079
89	9	9 878	4 939	3293	2470	1976	1646	1411
	11	11 819	5 910	3940	2955	2364	1970	1688

Определение места прихвата зависит от точности измерения удлинения. Поэтому приведем описание практического способа определения места прихвата, с помощью которого получают наилучшие результаты.

1. Прихваченная колонна бурильных труб растягивается под действием силы P_1 , которая по индикатору веса должна быть на пять делений больше нормального веса колонны в свободно подвешенном состоянии (предполагается, что вес колонны был известен перед прихватом). При этом на бурильной трубе делают отметку на уровне стола ротора.

2. Колонна растягивается с силой, которая по индикатору веса на пять делений больше предыдущей нагрузки, а затем разгружается до положения стрелки индикатора, равного предыдущему. Снова делают отметку на бурильной трубе, которая вследствие трения в талевой системе, возможно, и не будет совпадать с первой.

3. Расстояние между этими двумя отметками делят на две равные части и делают пометку на трубе, соответствующую нагрузке P_1 .

4. Прихваченная колонна снова растягивается под действием нагрузки P_2 , большей P_1 на 10-20 делений шкалы индикатора веса. Величина силы P_2 должна быть соизмерима с площадью поперечного сечения тела трубы и физико-механическими свойствами материала последних с тем, чтобы деформации, вызванные этой силой, были упругими. Полученное при этом удлинение отмечают на трубе.

5. Колонна снова растягивается под действием силы, на пять делений большей P_2 , затем нагрузку снимают до первоначальной величины P_2 . Новое положение также отмечают. Средняя отметка между ними представляет собой удлинение, соответствующее силе P_2 .

6. Точно измерив расстояние между верхней и нижней отметками, получают искомое удлинение неприхваченной части бурильных труб, т.е. Δl .

Практическая работа № 16

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМОГО ЧИСЛА ПОВОРОТОВ ПРИХВАЧЕННОЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков определения допустимого числа поворотов прихваченной БК для извлечения её из скважины

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

3.1.Расчет допустимого числа поворотов прихваченной Бк

3.2. Расчет допустимых усилий при расхаживании прихваченных труб

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

5.Технология выполнения

Таблица 15 Исходные данные

№ варианта	Предел текучести материала труб, МПа,	Диаметр БТ	Глубина прихвата, м	Площадь поперечного сечения трубы, см ²
1	Д 380	114	1800	29,8 ($\sigma = 9$ мм)
2	К 500	114	1850	32,8 ($\sigma = 10$ мм)
3	Д 380	114	1900	29,8 ($\sigma = 9$ мм)
4	К 500	114	1950	32,8 ($\sigma = 10$ мм)
5	Д 380	114	2000	29,8 ($\sigma = 9$ мм)
6	К 500	114	2050	32,8 ($\sigma = 10$ мм)
7	Д 380	114	2100	29,8 ($\sigma = 9$ мм)
8	К 500	114	2150	32,8 ($\sigma = 10$ мм)
9	К 500	114	2200	29,8 ($\sigma = 9$ мм)
10	Д 380	114	2250	32,8 ($\sigma = 10$ мм)
11	К 500	114	2300	29,8 ($\sigma = 9$ мм)
12	Д 380	114	2350	32,8 ($\sigma = 10$ мм)

Пример 1. Определить допустимое число поворотов прихваченной бурильной колонны (при ее отбивке ротором), необходимое для ее освобождения, если диаметр колонны с высаженными внутрь концами равен 114 мм, глубина прихвата $L_{н.п.} = 2500$ м. Материал труб – сталь группы прочности Д; $\delta = 10$ мм, натяжение бурильной колонны $Q_{доп} = 0,5$ МН; запас прочности, связанный с освобождением прихваченной бурильной колонны, $k = 1,3$.

Решение. Допустимое число поворотов ротора n_p определяют по формуле

$$n_p = 0,204 \cdot 10^{-4} L_{н.п.} / D \sqrt{(\sigma_T / k)^2 - \sigma_p^2}, \quad (21)$$

где $L_{н.п.}$ - длина неприхваченной части бурильной колонны, м; D – наружный диаметр бурильных труб, м; σ_T - предел текучести материала труб, МПа; σ_p - напряжение растяжения, МПа

$$\sigma_p = Q_{доп} / F = 0,50 / 32,8 \cdot 10^{-4} = 152,5 \text{ МПа.}$$

Здесь $F = 32,8 \text{ см}^2$ - площадь поперечного сечения тела трубы.

Тогда

$$n_p = 0,204 \cdot 10^{-4} \cdot 2500 / 0,114 \sqrt{(380,0 / 1,3)^2 - 152,5^2} = 11,5 \text{ поворота.}$$

Пример 2 . Определить допустимое усилие натяжения при расхаживании прихваченной бурильной колонны диаметром $D = 114$ мм с толщиной стенки $\delta = 9$ мм из стали группы прочности Д ($\sigma_T = 380$ МПа).

Решение. Допустимое натяжение при расхаживании прихваченной бурильной колонны определяется по формуле

$$Q_{доп} = \sigma_T F / k, \quad (22)$$

где σ_T - предел текучести материала труб, МПа; $F = 29,8 \text{ см}^2$ - площадь поперечного сечения тела гладкой части бурильной трубы; k – запас прочности, который при расчетах, связанных с освобождением прихваченной бурильной колонны, можно принимать в пределах 1,3 – 1,2, а иногда и ниже.

Тогда

$$Q_{доп} = \frac{380,0}{1,2} 29,8 \cdot 10^{-4} = 0,94 \text{ МН.}$$

П р и м е ч а н и е. Допустимые усилия при расхаживании прихваченных обсадных и насосно-компрессорных колонн определяются аналогично.

Практическая работа № 17

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ПОЛОМКИ БК ПО ИНДИКАТОРУ ВЕСА

2 часа

1. Цель работы

Приобретение практических навыков определения глубины поломки БК по индикатору веса

2. Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания

3. Задание

3.1. Изучить методику расчета

3.2. Ответить на контрольные вопросы

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

4.3. Ответы на контрольные вопросы

5. Технология выполнения

Пример. Определить, на какой глубине произошла поломка бурильных труб при следующих условиях. После спуска 146-мм бурильной колонны на глубину 2800 м индикатор веса над забоем показал 80 делений. В процессе бурения произошла поломка бурильной колонны, в результате чего индикатор веса показал 71 деление.

Решение. Вес бурильной колонны при этом уменьшился на $80 - 71 = 9$ делений. Согласно данным табл.84, 80 делениям индикатора соответствует усилие на одном конце талевого каната 92,4 кН, а 70 делениям – 78,5 кН. Тогда цена одного деления индикатора между 70 и 80 делениями составит $(92,4 - 78,5/10) = 1,39$ кН.

Уменьшение веса бурильной колонны (в кН) соответствующее 9 делениям, $Q = 1,39 \cdot 9 = 100,08$ кН.

Здесь 8 – число рабочих струн при оснастке 4×5 . Определим, какой длине бурильной колонны соответствует вес 100,08 кН

$$t = \frac{Q}{q(1 - \frac{\rho_{Б.Р.}}{\rho_M})} = \frac{100,08}{39,2(1 - \frac{1,3}{7,85})10^{-2}} = 306 \text{ м},$$

где $\rho_{Б.Р.}$ и ρ_M - соответственно плотности бурового раствора $1,3 \text{ г/см}^3$ и стали $7,85 \text{ г/см}^3$; $q = 39,2 \text{ кг}$ – масса 1м и 146-мм бурильных труб (см. табл.24). Таким образом, поломка бурильных труб произошла на глубине $h = 2800 - 306 = 2494 \text{ м}$.

Контрольные вопросы

1. Основные причины аварий с бурильными трубами

2. Принцип работы индикатора веса

3. Назвать основной ловильный (аварийный инструмент) для извлечения оборванных труб из скважины.

4. Как узнать , в каком состоянии находится в скважине конец , оставшихся в скважине бурильных труб.

Практическая работа № 18

ОБОСНОВАНИЕ ТИПА ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков выбора ПВО

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

2.2. Вадецкий Ю.В. «Бурение нефтяных и газовых скважин» стр – 192-193

3. Задание

3.1.Изучить методику выбора ПВО

3.2. Выбрать схему ПВО согласно данным

3.3. Ответить на контрольные вопросы

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Схемы ПВО

4.3. Ответы на контрольные вопросы

Технология выполнения

Выбор типа ПВО и колонной головки должен осуществляться в соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-15) пункт 2.7.6.Монтаж ПВО следует осуществлять согласно типовой схеме, выполненной в соответствии с ГОСТ 13862.

На кондуктор, промежуточные колонны , ниже которых при бурении возможно вскрытие газонефтеводопроявляющих отложений . а также на эксплуатационную колонну при проведении в ней работ, связанных со вскрытием продуктивного горизонта, и других работ связанных со вскрытым продуктивным пластом устанавливается ПВО. Обсадные колонны должны быть обвязаны между собой колонными головками. Рабочее давление колонной головки должно быть не менее давления опрессовки обсадной колонны на герметичность, рассчитываемого на каждом этапе бурения скважины из условий полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом или газожидкостной смесью и герметизации скважины при ликвидации открытого фонтана.

Превенторная установка, манифольд (линии дросселирования и глушения) , система гидроуправления превенторами, пульт управления дросселем, сепаратор(трапно – факельная установка) выбираются в зависимости от конкретных горно – геологических условий с учетом возможности выполнения следующих технологических операций:

- герметизация устья скважины при спущенной бурильной колонне и без неё;
- вымыва пластового флюида, поступившего в скважину, на поверхность;
- подвески колонны бурильных труб на плашках превентора после его закрытия;
- срезания бурильной колонны;
- контроля за состоянием скважины во время глушения;
- расхаживания бурильной колонны для предотвращения её прихвата;
- спуска или подъема части или всей бурильной колонны при загерметизированном устье скважины.

При выборе ПВО следует руководствоваться следующими положениями:

- при вскрытии скважиной изученного разреза, представленного нефтяными и водяными (с растворенным газом) пластами с нормальным давлением, после спуска кондуктора или промежуточной колонны на устье устанавливается превенторная установка, обеспечивающая герметизацию скважины при спущенной колонне и без неё (два превентора – струбными и глухими плашками, универсальный превентор);
- три или четыре превентора, в том числе один универсальный, устанавливаются на скважине при вскрытии газовых, нефтяных и водных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением. Необходимость установки превентора со срезающими плашками при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже 350 кгс/см^3 (35 МПа) и объемном содержании сероводорода до 6% ;
- четыре превентора в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный, устанавливается на устье в случаях:
- вскрытия пластов с аномально высоким давлением и объемным содержанием сероводорода более 6 % , а также с наличием сероводорода и избыточным давлением на устье более 350 кгс/см^3 (35 МПа);
- использования технологии спуска и подъема труб при избыточном давлении герметизированного устья;
- на всех морских скважинах.

Линии сбросов на факелы от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины.

Линии должны быть:

- для нефтяных скважин с газовым фактором менее $200 \text{ м}^3/\text{т}$ - не менее 30 м;
- для нефтяных скважин с газовым фактором более $200 \text{ м}^3/\text{т}$ - не менее 100м. На вновь разведываемых площадях длина линий устанавливается проектом с учетом нормативов отвода земель и охранных зон, но не должна быть менее 50 м. расстояние от концов выкидного манифольда до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100м для всех категорий скважин.

На скважинах, где ожидаемое давление на устье превышает 700 кгс/см^3 (70 МПа), устанавливается заводской блок с тремя регулируемые дросселями – два с дистанционным и один с ручным управлением. Во всех остальных случаях установка регулируемых дросселей с дистанционным управлением производится в зависимости от конкретных условий.

Манометры, устанавливаемые на блоках дросселирования и глушения, должны иметь верхний предел диапазона измерений, на 30% превышающий давление совместной опрессовки обсадной колонны и противовыбросового оборудования.

Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательный пульты:

- основной пульт управления – на расстоянии не менее 10 м от устья в удобном безопасном месте;
- вспомогательный – непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности перед вскрытием продуктивных и газонефтеводопроявляющих пластов.

Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов должны быть установлены в легкодоступном месте, иметь взрывобезопасное освещение и укрытие. На стенке укрытия должны быть нанесены стрелки направления вращения штурвалов, количество оборотов, необходимых для закрытия превентора. На задвижке перед дросселем должна быть закреплена табличка с указанием допустимого давления для устья скважины и плотности раствора, по которой это давление определено.

При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана. Один устанавливается между рабочей трубой и предохранительным переводником, второй является запасным.

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, сероводородосодержащих горизонтов на буровой должно быть три крана. Один шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй – между трубой и предохранительным переводником, третий является запасным. Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии. Помимо шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении. Один является рабочим, второй – резервным.

Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных труб. Глухие плашки устанавливаются в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.

Все схемы противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части должны включать фланцевую катушку и разъемные воронку и желоб для облегчения работ по ликвидации открытых фонтанов.

Задание: по исходным данным (1 практическая работа) выбрать схему ПВО, обосновать и вычертить выбранную схему.

Например: По исходным данным Федоровского месторождения: пластовое давление не превышает 35 МПа, а содержание сероводорода не более 6 % выбираем ОП 230/80 – 35, состоящую из трех превенторов – 2 нижних плашечных, и одного верхнего – универсального.

Контрольные вопросы

1. Типы и параметры противовыбросового оборудования
2. Назначение и место установка шарового крана
3. Требования к выкидным линиям (дресселирования, глушения)
4. Требования к штурвалам управления ПВО
5. Назначение и место установки обратного клапана.

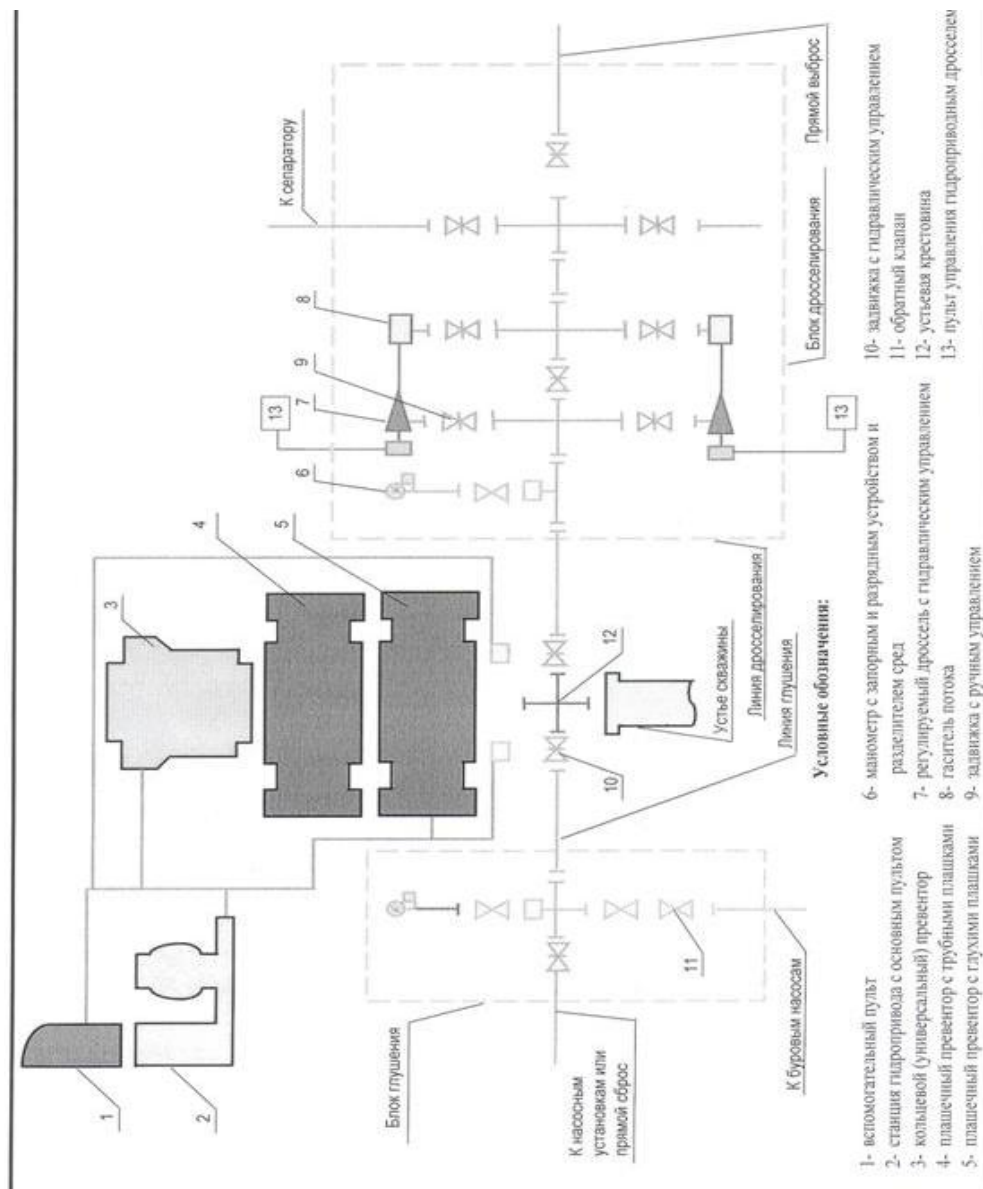


Рисунок 2 схема ПВО Снежное месторождение

Практическая работа № 19

ВЫБОР ЛОВИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ХАРАКТЕРА АВАРИИ

2 часа

1.Цель

Научится выбирать ловильный инструмент при определенных условиях для ликвидации аварий

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

Задание состоит из 2 –ух частей

3.1.Изучить ловильный инструмент (теоретическая часть)

3.2. Выбрать инструмент согласно варианту ситуационной задачи, обосновать, нарисовать эскиз выбранного ловильного инструмента (практическая часть)

Примечание: практическая часть - решение ситуационной задачи выполняется бригадой в составе 2-3 человек.

Теоретическая часть

Метчик

Инструмент для нарезания внутренней резьбы в предварительно просверленных отверстиях. Метчик представляет собой закаленный винт с прорезанными вдоль стержня канавками, образующими режущие кромки.

Метчики предназначены для захвата за внутреннюю поверхность оборванных труб.

Специальные метчики захватывают бурильные трубы за замковую резьбу.

Гладкие метчики применяются только тогда, когда толщина стенки оборванных труб в верхней части не менее 15 мм.

Метчики нельзя применять:

при обрыве бурильных труб по телу;

для извлечения бекорпусных шарошечных долот.



Колокол

Несквозной колокол предназначен для захвата оборванных труб за наружную поверхность.

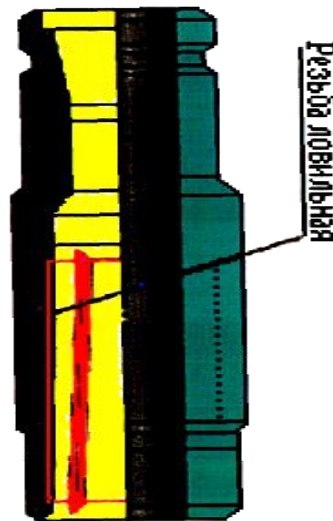
Сквозной колокол захватывает колонну оборванных труб за замок или муфту, расположенные ниже верхнего конца оборванных труб.

Несквозной колокол предназначен для захвата оборванных труб за наружную поверхность.

Сквозной колокол захватывает колонну оборванных труб за замок или муфту, расположенные ниже верхнего конца оборванных труб.



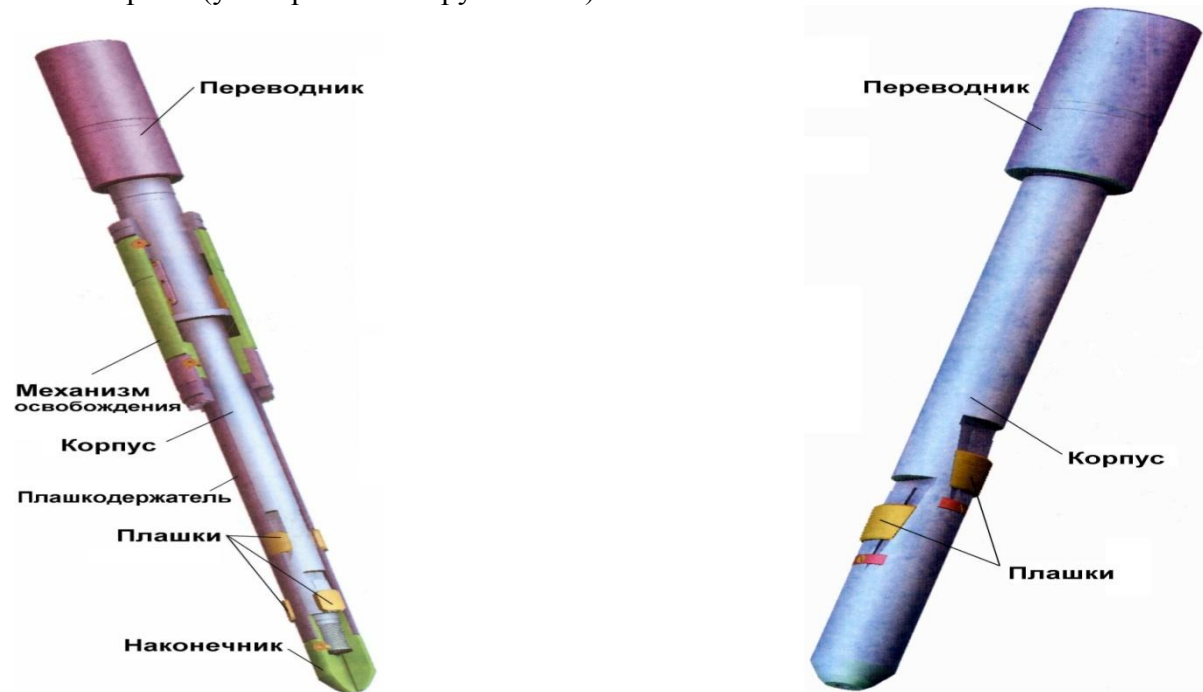
Гладкий



Труболовки

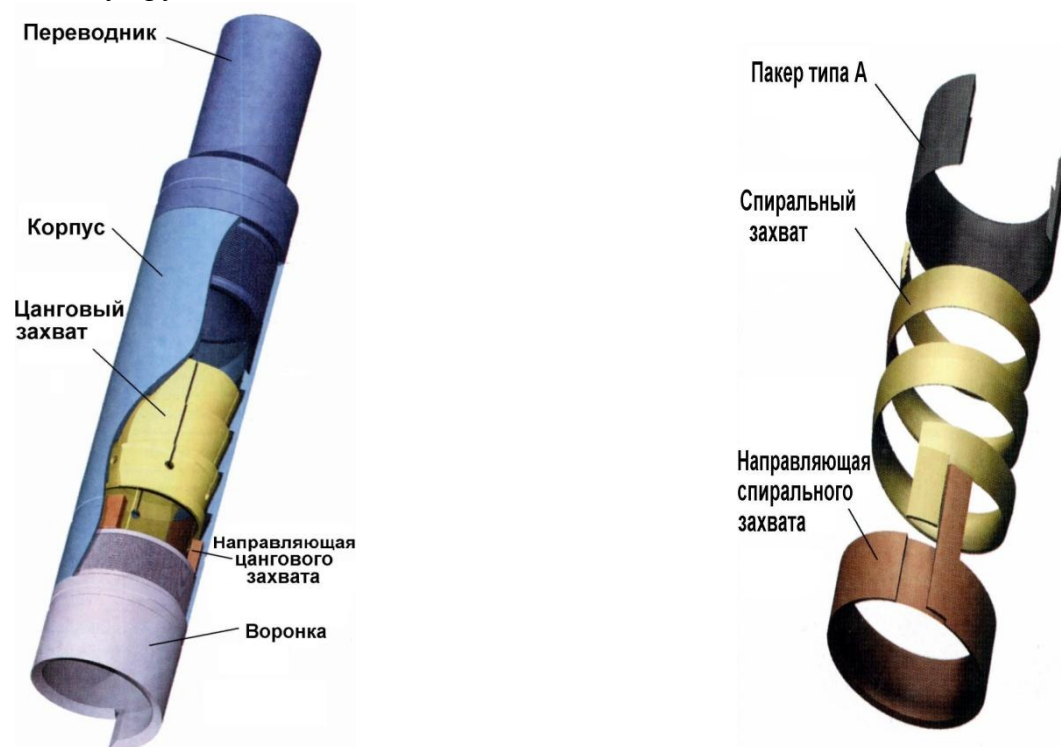
Предназначены для извлечения различных оборванных труб (бурильных, УБТ, НКТ, ведущих) и другого инструмента, имеющего цилиндрическую форму.

Конструкция некоторых труболовок позволяет производить захват труб значительно ниже листа обрыва (универсальные труболовки).



Овершот

Простейший освобождающийся ловильный инструмент, у которого рабочий орган захвата в отличие от рассмотренных инструментов плашечного и резбового видов представляет систему пружин или плашек

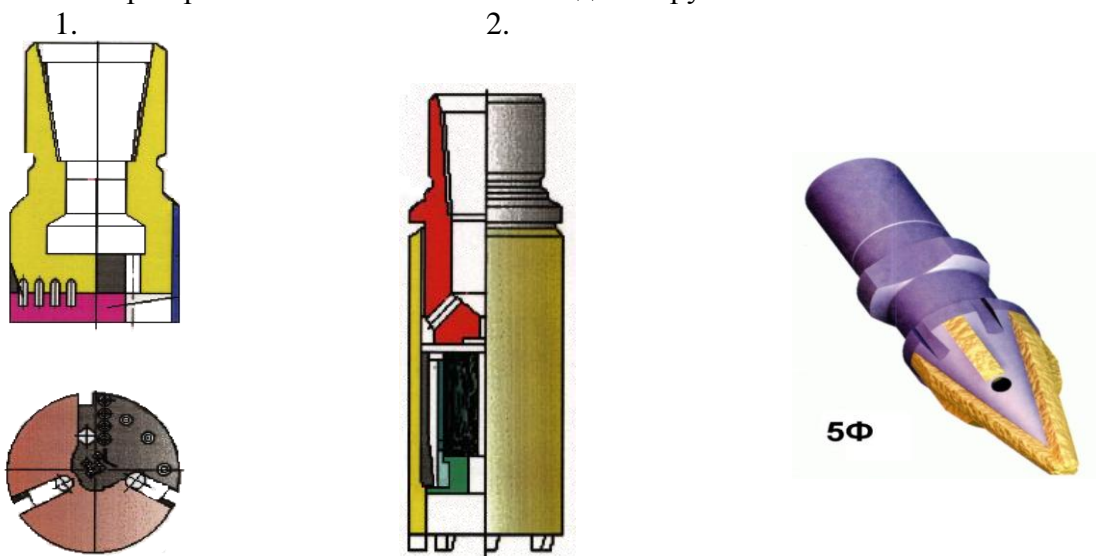


Фрезы Назначение

Фрезерование металлических предметов на забое скважины.

Фрезерование верхней части оборванных труб для облегчения захвата ловильным инструментом.

Фрезерование смятых колонн обсадных труб.



1-Торцевой фрез, 2- Магнитный фрез, 3 – Конусный

Практическая часть (Решение ситуационных задач)

Группа делится на бригады по 2-3 человека

Вариант 1. Обоснуйте выбор ловильного инструмента при следующих условиях: Колонна БТ не прихвачена, длина оставшейся в скважине БТ 385 м (схема выбранного инструмента обязательна).

Вариант 2. Обоснуйте выбор ловильного инструмента при следующих условиях: На глубине 2000м произошел прихват бурильной колонны, трубы не искривлены, применение жидкостных ванн не дало результатов, предложите Ваше решение данной аварийной ситуации. (схема выбранного инструмента обязательна).

Вариант 3. Обоснуйте выбор ловильного инструмента при следующих условиях: Конец оставшихся в скважине бурильных труб в результате слома оказался неровным, имеются продольные трещины в трубе. (схема выбранного инструмента обязательна).

Вариант 4 . Обоснуйте выбор ловильного инструмента при следующих условиях: Обрыв трубы произошел в замке, колонна не прихвачена, длина оставшейся в скважине бурильной колонны 800м. (схема выбранного инструмента обязательна).

Вариант 5. Обоснуйте выбор ловильного инструмента при следующих условиях: Произошел обрыв обсадной колонны в резьбовом соединении (срыв не в ниппели замка), длина оборванной трубы 10,5 метров. (схема выбранного инструмента обязательна).

Вариант 6. Обоснуйте выбор ловильного инструмента при следующих условиях: Масса оставшейся в скважине бурильной трубы не превышает 0,1 кН, при применении метчика колонна стала проворачиваться. (схема выбранного инструмента обязательна).

Вариант 7. Какой фрез необходимо применить для удаления с забоя оставшихся в скважине от долота металлических частей (частей шарошек). Обоснуйте Ваш выбор (схема выбранного инструмента обязательна).

Практическая работа № 20
2 часа

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ

1.Цель работы

Приобретение практических навыков проектирования параметров режима бурения

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

2.2.Ю.В. Вадецкий «Бурение нефтяных и газовых скважин» стр. 204 -249

3. Задание

3.1.Расчет осевой нагрузки на долото

3.2. Расчет частоты вращения ПРИ

3.3. Расчет качественных показателей промывочной жидкости

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Понятие осевая нагрузка

4.3. Понятие частота вращения ПРИ

4.4. Расчет осевой нагрузки и частоты вращения для условий бурения

4.5. расчет частоты вращения ПРИ

4.6. Расчет показателей бурового раствора

5.Технология работы

5.1. Сделать конспект в тетради

5.2. Рассчитать основные параметры режима бурения, расчет производить по данным материалов месторождений (усредненный геологический разрез, литолого – стратиграфическая характеристика разреза скважины).

Расчёт осевой нагрузки на долото

Осевая нагрузка, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрения элементов долота в горную породу. С повышением осевой нагрузки, увеличивается эффективность разрушения, а наиболее эффективный процесс разрушения горной породы наблюдается в том случае, когда осевая нагрузка обеспечивает напряжение на контакте долота с горной породой превышающее значение ее твердости.

Осевая нагрузка на долото является одним из важнейших параметров бурения. От ее величины зависят проходка на долото и механическая скорость бурения. Изменение нагрузки на долото приводит к изменению показателей его работы. Для геологических условий Западной Сибири рекомендуются нагрузки разработанные ЗапСибНИИ:

- для мягких пород 300 кгс/см ;
- для мягких средних пород 470 кгс/см .
- для средних пород 600 кгс/см.

При этом расчетное значение осевой нагрузке в любом случае не должно превышать 80 % от предельно – допустимой нагрузки на долото $G_k < 0,8 * R_{пред}$.

Для расчета осевой нагрузки используют формулу :

$$G_{ос} = g * D_d, \quad (23)$$

Где g – удельная нагрузка на 1 см диаметра долота для соответствующей породы кгс/см ;

D_d – диаметр долота , см ;

Рассчитываем осевую нагрузку на долото при бурении под направление :

$$G_{ос1} = 300 * 39,37 = 11811 \text{ кгс} ;$$

$$G_{кр} < 0,8 * 47000 = 37600 \text{ кгс} ;$$

Где 47000 – Рпред – допустимая нагрузка на долото в кгс ;

Проектом принята осевая нагрузка при бурении под направление равная 12000 кгс .
Предельно допустимая нагрузка на конкретное долото диаметром 393,7 мм равна 37600 кгс .

Осевая нагрузка при бурении под кондуктор :

$$G_{ос 1} = 300 * 29,53 = 8859 \text{ кгс} ;$$

$$G_{кр} < 0,8 * 40000 = 32000 \text{ кгс} ;$$

Где 40000 - Рпред – допустимая нагрузка на долото в кгс ;

Проектом принята осевая нагрузка при бурении под кондуктор равная 9000 кгс .
Предельно допустимая нагрузка на конкретное долото диаметром 295,3 мм равна 32000 кгс .

Осевая нагрузка при бурении под эксплуатационную колонну :

$$G_{ос 1} = 470 * 21,59 = 10147,3 \text{ кгс} ;$$

$$G_{ос 2} = 600 * 21,59 = 12954 \text{ кгс} ;$$

$$G_{кр} < 0,8 * 25000 = 20000 \text{ кгс} .$$

Проектом принята осевая нагрузка при бурении под эксплуатационную колонну равная 13000 кгс .

Таблица 16 – Осевая нагрузка на долото

Интервал, м	Осевая нагрузка, Тс
0-40	12
40 – 450	9
450 – 2400	13

Расчёт частоты вращения долота

Основной показатель бурения – механическая скорость – может быть представлена, как сумма углублений забоя на каждый оборот долота, то механическая скорость будет пропорционально возрастать с увеличением частоты оборотов долота.

Однако практическая частота оборотов долота ограничивается рядом факторов, среди которых можно выделить следующие:

- для шарошечных долот существуют ограничения частоты оборотов, связанное с интенсивным износом опор долот;
- для шарошечных долот существуют ограничения частоты оборотов, связанное с недостаточным временем контакта вооружения долота с горной породой.

Для расчета числа оборотов каждого типа долот нужно использовать следующие формулы:

1. Определение частоты оборотов по критической окружной скорости:

$$n = 19,1 * V_{л} / D_{д} \quad (24)$$

, где $19,1 = 60 / 3,14$

$V_{л}$ - линейная скорость на периферийном венце, м/с;

$D_{д}$ - диаметр долота, м.

$V_{л}$: - для М пород 3,5; для МС пород 2,8; для С пород 1,8.

В интервале под направление:

$$n = 19,1 * 3,5 / 0,3937 = 170 \text{ об/мин.}$$

В интервале под кондуктор:

$$n = 19,1 * 3,5 / 0,2953 = 226 \text{ об/мин.}$$

В интервале под эксплуатационную колонну:

$$n = 19,1 * 2,8 / 0,2159 = 247 \text{ об/мин.}$$

$$n = 19,1 * 1,8 / 0,2159 = 160 \text{ об/мин.}$$

2. По износу опор долота:

$$n = T_0 / 0,02 * (\alpha + 2) \quad (25)$$

,где T_0 – потенциальная стойкость долота, час;

$$T_0 = 0,0935 \cdot D_d;$$

α - коэффициент учитывающий свойства горных пород;

Для пород категории М – $\alpha = 0,7 \div 0,9$;

Для пород категории С – $\alpha = 0,5 \div 0,7$;

Для интервала бурения под направление:

$$\alpha = 0,9; T_0 = 0,0935 \cdot 393,7 = 36,8 \text{ час};$$

$$n = 36,8 / 0,02 \cdot (0,9 + 2) = 634 \text{ об/мин.}$$

Для интервала бурения под кондуктор:

$$\alpha = 0,9; T_0 = 0,0935 \cdot 295,3 = 27,6 \text{ час};$$

$$n = 27,6 / 0,02 \cdot (0,9 + 2) = 476 \text{ об/мин.}$$

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну:

$$\alpha = 0,7; T_0 = 0,0935 \cdot 215,9 = 20,2 \text{ час};$$

$$n = 20,2 / 0,02 \cdot (0,7 + 2) = 374 \text{ об/мин.}$$

$$\alpha = 0,5; T_0 = 0,0935 \cdot 215,9 = 20,2 \text{ час};$$

$$n = 20,2 / 0,02 \cdot (0,5 + 2) = 404 \text{ об/мин.}$$

3. По продолжительности контакта зубьев долота с горной породой.

$$n = 0,6 \cdot 10^5 \cdot d_{ш} / \tau_{\min} \cdot Z \cdot D_d \quad (26)$$

, где $d_{ш}$ – диаметр шарошки долота, м;

D_d – диаметр долота, м;

Z – число зубьев на периферийном венце шарошки;

Число зубьев: Для долота III - 393,7 М – ГВ, $Z=28$;

Для долота III - 295,3 М – ГВ, $Z=22$;

Для долота III - 215,9 МС – ГВ, $Z=18$;

Для долота III - 215,9 С – ГВ, $Z=18$;

τ_{\min} – минимальное значение времени контакта зубьев долота с горной породой;

Минимальное значение времени контакта зубьев долота с горной породой (τ_{\min}):

- для упруго пластичных пород равно $5 \div 7$ мкс;
- для пластичных пород равно $3 \div 6$ мкс;
- для упруго хрупких пород равно $6 \div 8$ мкс;
- для хрупких пород равно $8 \div 10$ мкс.

$d_{ш} / D_d = 0,6 \div 0,7$ принимаем среднее значение равное 0,65.

Для интервала бурения под направление ($\tau_{\min}=8$ мкс):

$$n = 0,6 \cdot 10^5 \cdot 0,65 / 8 \cdot 28 = 174 \text{ об/мин.}$$

Для интервала бурения под кондуктор ($\tau_{\min}=6$ мкс):

$$n = 0,6 \cdot 10^5 \cdot 0,65 / 8 \cdot 22 = 222 \text{ об/мин.}$$

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну:

($\tau_{\min}=6$ мкс)

$$n = 0,6 \cdot 10^5 \cdot 0,65 / 6 \cdot 18 = 361 \text{ об/мин.}$$

($\tau_{\min}=6$ мкс)

$$n = 0,6 \cdot 10^5 \cdot 0,65 / 5 \cdot 18 = 433 \text{ об/мин.}$$

Из всех рассчитанных значений выбираем самое меньшее. Результаты заносим в таблицу

Таблица 17 – Частота вращения долота по интервалам бурения.

Интервал, м		Частота вращения долота, об/мин
От	До	
0	40	170
40	450	222
450	1950	247
1950	2400	160

Практическая работа № 21

4 часа

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА И УСТАНОВЛЕНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ БУРОВЫХ НАСОСОВ

1.Цель работы

Приобретение практических навыков проектирования параметров режима бурения в том числе расчет качественных показателей промывочной жидкости и количества бурового раствора

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

3.1.Расчет основных показателей бурового раствора

3.2. Расчет количества бурового раствора

3.3. Установление режима работы буровых насосов

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчет и сводная таблица результатов по качеству промывочной жидкости

4.3. Расчет количества бурового раствора

4.4. Выбор бурового насоса , согласно качеству и количеству бурового раствора

5.Технология работы

5.1.Изучение текста

5.2.Решение задачи по данным материалов месторождений

5.3.Вывод

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 подходит 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 готовят 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 условиям бурения

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

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

Пример

Расчет плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$\rho_{б.р.} = P_{пл} / (g * H) + (0,1 \sim 0,15) * P_{пл} / (g * H) \quad (27)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

g – ускорение свободного падения;

H – глубина скважины, м.

В интервале бурения от 0 до 450 метров

$P_{пл} = 4,41$ МПа

$$\rho_{б.р.} = [4,41 * 10^6 / (9,8 * 450)] + [(0,1 \sim 0,15) * 4,41 * 10^6 / (9,8 * 450)] = 1,1 \sim 1,15 \text{ г/см}^3$$

Принимаем плотность бурового раствора $1,15 \text{ г/см}^3$, 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

$P_{пл} = 21$ МПа

$$\rho_{б.р.} = [21 * 10^6 / (9,8 * 1950)] + [(0,5 \sim 0,1) * 21 * 10^6 / (9,8 * 1950)] = 1,16 \sim 1,21 \text{ г/см}^3$$

Принимаем плотность бурового раствора $1,18 \text{ г/см}^3$, так как при очень большой плотности может возникнуть поглощение бурового раствора.

В интервале от 1950 до 2400 метров

$P_{пл} = 25,9$ МПа

$$\rho_{б.р.} = [25,9 * 10^6 / (9,8 * 2400)] + [(0,05 \sim 0,1) * 25,9 * 10^6 / (9,8 * 2400)] = 1,16 \sim 1,21 \text{ г/см}^3$$

Принимаем минимальную плотность $1,16 \text{ г/см}^3$, для минимального воздействия на пласт и избежания поглощений.

Расчет условной вязкости

По рекомендациям ВНИИКР нефть условная вязкость рассчитывается по формуле:

$$УВ \leq 21 \cdot \rho \cdot 10^{-3} \quad (28)$$

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м³

На интервале от 0 до 450 метров

$$УВ \leq 21 \cdot 1150 \cdot 10^{-3} = 24 \text{ с}$$

На интервале от 450 до 1950 метров

$$УВ \leq 21 \cdot 1180 \cdot 10^{-3} = 24,8 \text{ с}$$

На интервале от 950 до 2390 метров

$$УВ \leq 21 \cdot 1160 \cdot 10^{-3} = 24,4 \text{ с}$$

Расчет статического напряжения сдвига

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

СНС рассчитывается по формуле:

$$СНС_{10} = (d \cdot (\rho_n - \rho) \cdot g \cdot k) / 6, \text{ дПа} \quad (29)$$

где d – условный диаметр частиц шлама, м;

k – коэффициент учитывающий реальную форму частиц шлама, $k = 0,4 \div 0,6$;

ρ_n – плотность горной породы, кг/м³;

ρ – плотность бурового раствора, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

$$СНС_1 \geq 0,5 \cdot (2 - e^{-110 \cdot d}) \cdot d \cdot (\rho_n - \rho), \text{ дПа} \quad (30)$$

Принимаются следующие данные:

$d = 5 \text{ мм}$,

$g = 9,8 \text{ м/с}^2$,

$k = 0,5$.

На интервале от 0 до 450 метров

$\rho_n = 2100 \text{ кг/м}^3$

$$СНС_1 \geq 0,5 \cdot (2 - e^{-110 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot (2100 - 1150) = 34 \text{ дПа};$$

$$СНС_{10} = (5 \cdot 10^{-3} \cdot (2100 - 1150) \cdot 9,8 \cdot 0,5) / 6 = 38 \text{ дПа}.$$

На интервале от 450 до 1950 метров

$\rho_n = 2140 \text{ кг/м}^3$

$$СНС_1 \geq 0,5 \cdot (2 - e^{-110 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot (2140 - 1180) = 35 \text{ дПа};$$

$$СНС_{10} = (5 \cdot 10^{-3} \cdot (2140 - 1180) \cdot 9,8 \cdot 0,5) / 6 = 39 \text{ дПа}.$$

На интервале от 1950 до 2400 метров

$\rho_n = 2170 \text{ кг/м}^3$

$$СНС_1 \geq 0,5 \cdot (2 - e^{-110 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot (2170 - 1160) = 37 \text{ дПа};$$

$$СНС_{10} = (5 \cdot 10^{-3} \cdot (2170 - 1160) \cdot 9,8 \cdot 0,5) / 6 = 41 \text{ дПа}.$$

Показатель фильтрации бурового раствора

Показатель фильтрации рассчитывается по формуле:

$$\Phi \leq \Phi_{t,p} / [(1 + 0,028 \cdot (T - 20)) \cdot (1 + 3,9 \cdot (1 - \exp(-0,1 \cdot \Delta P)))], \quad (31)$$

где $\Phi_{t,p}$ – максимально допустимая величина показателя фильтрации в условиях высоких температур и давлений, $\Phi_{t,p} = 15 \text{ (см}^3\text{/30мин)}$;

ΔP – максимальная величина репрессии на вскрываемые бурением пласты, МПа;

T – максимальная температура в рассматриваемом интервале, °С.

Максимальная величина репрессии на вскрываемые бурением пласты рассчитывается по формуле:

$$\Delta P = (\rho - \rho_n^p) \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (32)$$

где ρ – плотность бурового раствора кг/м³;

ρ_n^p – величина пластового давления в эквиваленте плотности, кг/м³;

H – глубина интервала, м.

В интервале бурения от 0 до 450 метров

$\Delta P = (1150 - 1000) * 9,8 * 450 * 10^{-6} = 0,7 \text{ МПа};$
 $\Phi \leq 15 / [(1 + 0,028 * (22 - 20)) * (1 + 3,9 * (1 - \exp * (-0,1 * 0,7)))] = 7 \text{ см}^3/30\text{мин}$
 В интервале бурения от 450 до 1950 метров

$\Delta P = (1180 - 1000) * 9,8 * 1950 * 10^{-6} = 3,44 \text{ МПа}$
 $\Phi \leq 15 / [(1 + 0,028 * (60 - 20)) * (1 + 3,9 * (1 - \exp * (-0,1 * 3,44)))] = 5 \text{ см}^3/30\text{мин}$
 В интервале бурения от 1950 до 2400 метров

$\Delta P = (1160 - 1000) * 9,8 * 2400 * 10^{-6} = 3,76 \text{ МПа};$
 $\Phi \leq 15 / [(1 + 0,028 * (72 - 20 * (1 + 3,9 * (1 - \exp * (-0,1 * 3,76)))] = 3 \text{ см}^3/30\text{мин}$

Рассчитанные выше значения параметров бурового раствора приведены в таблице 1

Таблица 18 - Показатели свойств бурового раствора.

Интервал, м		Показатели				
От	До	Плотность, г/см ³	СНС _{1/10} , дПа	УВ, с	Водоотдача, см ³ /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 № 22

4 часа

УСТАНОВЛЕНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ БУРОВЫХ НАСОСОВ

(подача, количество работающих насосов, диаметр втулки, рабочее давление).

1.Цель работы

Приобретение практических навыков проектирования параметров режима бурения в том числе расчет подачи бурового насоса, количество работающих насосов.

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

- 3.1.Расчет объема бурового раствора по интервалам бурения
- 3.2. Определение максимальной подачи бурового насоса
- 3.3. Определение количества буровых насосов
- 3.4. Определение диаметра втулок бурового насоса
- 3.5.Определить рабочее давление бурового насоса.

4. Требования к отчету

- 4.1. Номер работы
- 4.2. Расчеты
- 4.3. Таблица результатов

5.Технология работы

- 5.2.Решение задачи по данным материалов месторождений
- 5.3.Вывод

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

Таблица 19 Исходные данные для расчета

Наименование параметров	Значения
Глубина скважины, м	2559
Диаметр скважины, м	0,248
Плотность разбуриваемых пород, кг/м ³	2400
Механическая скорость бурения	0,015
Максимальная скорость подъема жидкости в затрубном 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:

$$Q = \pi^2/4 * (dc - dn)^2 * VK, \quad (33)$$

где Q - расход промывочной жидкости, м³/с;

dc - диаметр скважины, м ;

dn - наружный диаметр ТБПВ, м;

$$Q = 3,14^2/4 * (0,248 - 0,127)^2 * 0,75 = 0,027 \text{ м}^3/\text{с}$$

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

$$Q = a * \pi^2/4 * dc, \quad (34)$$

где a - коэффициент, учитывающий турбинный способ бурения,

a = 0,65.

$$Q = 0,65 * 3,14^2/4 * 0,248 = 0,031 \text{ м}^3/\text{с}$$

Выбор диаметра втулок и определение подачи насоса.

По наибольшему значению $Q = 0,031 \text{ м}^3/\text{с}$ 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 $Q > 0,031 \text{ м}^3/\text{с}$, целесообразно применять оба насоса. В данной работе расчеты проведены при работ одного насоса. Принимаем диаметр втулок 170 мм и определяем подачу одного насоса ($n=1$) при коэффициенте наполнения $m = 0,9$ по формуле:

$$Q = n * m * Q_n, \quad (35)$$

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

$$Q = 1,0 * 0,9 * 0,0355 = 0,0319 \text{ м}^3/\text{с}$$

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

$$V_{кп} = 4Q / \pi^2 (dc^2 - dn^2), \quad (36)$$

$$V_{кп} = 4 * 0,0319 / 3,14^2 (0,248^2 - 0,127^2) = 0,895 \text{ м/с}$$

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:

$$Q = k * S_{\text{заб}}, \quad (37)$$

где k – коэффициент удельного расхода жидкости равный 0,03 – 0,065 л/с на 1см^2 ;

$S_{\text{заб}}$ – площадь забоя, см^2 .

$$S_{\text{заб}} = 0,785 * D_{\text{д}}^2, \quad (38)$$

Где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, см.

Расчет расхода при бурении под направление, кондуктор, эксплуатационную колонну:

$$S_{\text{заб}} = 0,785 * 39,37 * 39,37 = 1216,7 \text{ см}^2;$$

$$Q = 0,065 * 1216,7 = 79 \text{ л/с};$$

$$S_{\text{заб}} = 0,785 * 29,53 * 29,53 = 684,5 \text{ см}^2;$$

$$Q = 0,065 * 684,5 = 44 \text{ л/с};$$

$$S_{\text{заб}} = 0,785 * 21,59 * 21,59 = 365,9 \text{ см}^2;$$

$$Q = 0,065 * 365,9 = 23,78 \text{ л/с}.$$

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);

$$Q = V_{\text{вос}} * S_{\text{к.п.}}, \text{ л/с}, \quad (39)$$

где $V_{\text{вос}}$ – скорость восходящего потока, л/с,

$S_{\text{к.п.}}$ – площадь кольцевого пространства, м^2 .

$$S_{\text{к.п.}} = 0,785 * (D_{\text{д}}^2 - D_{\text{б.т.}}^2) * 1000, \text{ м}^2; \quad (40)$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м;

$D_{\text{б.т.}}$ – диаметр бурильных труб, м

$$Д_{б.т.} = 0.114 \text{ м.}$$

Расчет расхода промывочной жидкости при бурении под направление , кондуктор , эксплуатационную колонну:

$$S_{к.п.} = 0,785 * (0,3937^2 - 0,114^2) * 1000 = 111,4 \text{ м}^2;$$

$$Q = 0.9 * 111.4 = 100 \text{ л /с};$$

$$S_{к.п.} = 0,785 * (0,2953^2 - 0,114^2) * 1000 = 58 \text{ м}^2;$$

$$Q = 0.9 * 58 = 52.2 \text{ л /с};$$

$$S_{к.п.} = 0,785 * (0,2159^2 - 0,114^2) * 1000 = 26,3 \text{ м}^2;$$

$$Q = 0.7 * 26,3 = 18,4 \text{ л /с} .$$

3) Расчет расхода промывочной жидкости , обеспечивающий вынос шлама:

$$Q = V_{кр} * S_{мах} + S_{заб} * V_{мех} * (Y_{п} - Y_{ж}) / Y_{см} - Y_{ж} , \text{ л/с} \quad (41)$$

Где $V_{мех}$ – скорость частиц шлама относительно промывочной жидкости , м /с;

$S_{мах}$ – максимальная площадь кольцевого пространства, м^2

$S_{заб}$ – площадь забоя скважины , м^2

$V_{мех}$ – механическая скорость бурения , м /с

$Y_{см}$ – удельный вес смеси шлама и промывочной жидкости , г /см^3

$Y_{ж}$ – удельный вес промывочной жидкости , г /см^3

$Y_{см} - Y_{ж} = 0,01 - 0,02 \text{ г / см}^3$. Проектом принято $0,02 \text{ г/см}^3$

Задаются параметры и рассчитываются площади забоя :

$V_{мех} = 0,05 \text{ м /с} ; V_{кр} = 0,5 \text{ м /с} ; Y_{п} = 2,4 \text{ г /см}^3 ;$

$Y_{ж} = 1,2 \text{ г/см}^3 ;$

-- на интервале 0 – 40 :

$$S_{заб} = 0,3937^2 * 0,785 = 0,121 \text{ м}^2;$$

-- на интервале 40 – 450 метров :

$$S_{заб} = 0,2953^2 * 0,785 = 0,068 \text{ м}^2;$$

-- на интервале 450 – 2400 метров :

$$S_{заб} = 0,2159^2 * 0,785 = 0,036 \text{ м}^2 ;$$

Максимальная площадь кольцевого пространства :

-- на интервале 0 – 40 метров ;

$$S_{мах} = (0,3937^2 - 0,127^2) * 0,785 = 0,109 \text{ м}^2;$$

-- на интервале 40 – 450 метров

$$-- S_{\max} = (0,2953^2 - 0,127^2) * 0,785 = 0,055 \text{ м}^2;$$

-- на интервале 450 – 2400 метров :

$$S_{\max} = (0,2159^2 - 0,127^2) * 0,785 = 0,024 \text{ м}^2 .$$

Подставляя полученные значения в формулу (16)

найдем расходы промывочной жидкости при бурении под

направление , кондуктор , эксплуатационную колонну :

$$Q = 0,5 * 0,109 + 0,121 * 0,05 * (2,4 - 1,2) / 0,02 = 41 \text{ л /с}$$

$$Q = 0,5 * 0,055 + 0,068 * 0,05 * (2,4 - 1,2) / 0,02 = 23 \text{ л /с}$$

$$Q = 0,5 * 0,024 + 0,036 * 0,05 * (2,4 - 1,2) / 0,02 = 28 \text{ л /с}$$

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

$$Q = S_{\min} * V_{\text{к.п.мак}} , \text{ л /с} \quad (42)$$

где S_{\min} – минимальная площадь кольцевого пространства, м^2 ;

$V_{\text{к.п.мак}}$ – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве , м /с .

Принято $V_{\text{к.п.мак}} = 1,5 \text{ м /с}$.

Задаются минимальные диаметры при бурении

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

$$Q = 0,048 * 1,5 = 70 \text{ л /с};$$

$$Q = 0,044 * 1,5 = 66 \text{ л /с};$$

$$Q = 0,019 * 1,5 = 28,5 \text{ л /с}.$$

5) Расчет расхода промывочной жидкости для предотвращения прихватов :

$$Q = S_{\max} * V_{\text{к.п.мин}} , \text{ л /с} \quad (43)$$

где $V_{\text{к.п.мин}}$ – минимально допустимая скорость промывочной жидкости в кольцевом пространстве равная 0,5 м /с ;

S_{\max} – максимальная площадь кольцевого пространства , м^2

$$Q = 0,109 * 0,5 = 54,5 \text{ л /с};$$

$$Q = 0,055 * 0,5 = 27,5 \text{ л /с};$$

$$Q = 0,024 * 0,5 = 12 \text{ л /с}.$$

Расчет по скорости истечения из насадок долота :

$$Q = F_m * V_d \quad (44)$$

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

F_m - площадь насадки равна 13,5 см²

$$Q = 0.00135 * 125 = 0,1687 \text{ м}^3/\text{с} ; Q = 16,7 \text{ л/с.}$$

Давление гидроразрыва:

$$P_{гр} = 0.87 * P_{гор} , \text{ МПа} \quad (45)$$

$$P_{гор} = Y * 0.01 * H , \text{ МПа} \quad (46)$$

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

H – глубина скважины , м .

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

$$P_{гор} = 2,4 * 0,01 * 2800 = 67,2 \text{ МПа} ,$$

$$P_{гр} = 0,87 * 67,2 = 52,464 \text{ МПа} .$$

РАЗДЕЛ 5 . КРЕПЛЕНИЕ И ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

Практическая работа № 23

2 часа

ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

1.Цель работы

Приобретение практических навыков выбора конструкции скважины

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

2.2. Проект на бурение скважины (по месторождениям)

3. Задание

3.1.Изучение методики выбора конструкции скважины в зависимости от геологических условий

3.2. Нарисовать конструкцию заданной скважины.

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Определение числа колонн и глубина их спуска

4.3.Выбор интервалов цементирования

4.3. Расчет диаметров ОК и ПРИ (диаметра скважины)

4.4. Схема конструкции скважины

Методика 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 H_K определяем по формуле:

$$H_K \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_\phi}{\Delta P_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_\phi}$$

где $P_{пл}$ — максимальное пластовое давление, МПа; L — глубина скважины, м; γ_ϕ — плотность пластового флюида, г/см³;

$\Delta P_{гр}$ — 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.

1. Выбор интервалов цементирования.

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

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

2. 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 20

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит,	Ориентировочный	Суммарный дебит,	Ориентировочный

м ³ /сут	диаметр, мм	тыс. м ³ /сут	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 2

Минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны

Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	Разность диаметров 2Δ , мм	Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	Разность диаметров 2Δ , 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 D_d для бурения под эксплуатационную (промежуточную) колонну рассчитываем по формуле:

$$D_d = D_M + 2\Delta, \quad (47)$$

где D_M – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

2Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны, мм.
По ГОСТ 20692 – 75 принимаем ближайший диаметр долота, в сторону увеличения.

Внутренний диаметр кондуктора D_k определяется по формуле:

$$D_k = D_d + (6-8), \text{ мм} \quad (48)$$

где D_d – 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 22

Основные размеры (в мм) обсадных труб 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
	минимальная	максимальная	от	до	нормальный	уменьшенный	
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
<i>Примечание:</i> В скобках указан наружный диаметр муфт для труб исполнения Б.							

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

Пример : месторождение Киев – Еганское

При разработке конструкции эксплуатационной скважины учтены следующие горно-геологические особенности Киев-Еганского месторождения:

- газоконденсатный пласт $Ю_1^1$ залегает в интервале 2621-2624 м (по вертикали);
- нефтенасыщенные пласты залегают в интервалах 2366-2370 ($Б_{10}$), 2621-2624 (газовая шапка), 2624-2630 ($Ю_1^1$), 2633-2640 ($Ю_1^2$) и 2660-2675 ($Ю_1^{3-4}$).
- пластовые давления по разрезу ствола скважины близки к гидростатическому ($K_{ан}=1,00$), в том числе и в продуктивных объектах $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ - $K_{ан}=1,01$;
- наличие газоконденсатной залежи $Ю_1^1$ с максимальным выходом газа – 1,0 тыс. м³/сут;
- многолетнемерзлые породы в разрезе отсутствуют;
- люлинворская свита залегает в интервале 218-317 м;
- скважина наклонно направленная с допустимым зенитным углом до 55 градусов;
- глубина скважины – 2700 м – по вертикали и 3628 м – по стволу;
- забойная температура – 103°C.

В соответствии с п. 2.2.6.4 Правил [4] строится совмещенный график пластовых (поровых) давлений, гидроразрыва пород с использованием геологического материала подраздела 4.

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину 50 м – по вертикали и по стволу, цементируется до устья. Направлением перекрываются неустойчивые породы четвертичных отложений с целью предупреждения их осыпей, обвалов и поглощений бурового раствора; предупреждения размыва устья и изоляции верхних водоносных горизонтов от загрязнения.

Удлиненный кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 1000 м – по вертикали (1313 м – по стволу) и цементируется до устья.

Спуск и крепление удлиненного кондуктора на данную глубину производится с целью перекрытия водопроявляющих сеноманских отложений и неустойчивых отложений алымской свиты для предупреждения осложнений, связанных с устойчивостью пород при дальнейшем углублении ствола скважины с большими зенитными углами и длительном нахождении бурового инструмента в открытом стволе при бурении под эксплуатационную колонну. При этом обеспечивается предупреждение гидроразрыва пород у башмака колонны при ликвидации возможных газонефтепроявлений и выброса при вскрытии продуктивных пластов и закрытии ПВО.

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается до забоя скважины 2700 м – по вертикали (3628 м – по стволу) и цементируется до уровня 850 м – по вертикали (1100 м – по стволу).

Спуск и крепление эксплуатационной колонны на данную глубину обеспечивает разобщение продуктивных горизонтов друг от друга, общую изоляцию их и других горизонтов геологического разреза друг от друга и дневной поверхности.

Диаметр эксплуатационной колонны 168 мм определен рядом условий:

- обеспечение возможности применения высокотехнологического глубиннонасосного оборудования необходимых типоразмеров;
- проходимости инструментов и приборов при текущих и капитальном ремонте скважины.

Кроме того диаметр эксплуатационной колонны 168мм позволяет производить при необходимости зарезку в ней и бурение боковых стволов.

Таблица 23 Конструкция скважины

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Интервал установки колонны, м				Номинальный диаметр ствола скважины долота, мм	Характеристика трубы		Высота подъема цементного раствора за колонной	
		по вертикали		по стволу			наружный диаметр обсадных труб, мм	максим. наружный диаметр соединения, мм		
		от верх	до (низ)	от верх	до (низ)					
		по вертикали	по стволу							
1	Направление	0	50	0	50	393,7	323,9	351,0	0	0
2	Удлиненный кондуктор	0	1000	0	1313	295,3	245,0	269,9	0	0
3	Эксплуатационная	0	2700	0	3628	215,9	168,3	187,7	850	1100

Практическая работа № 24

ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКА СОВМЕЩЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков построения графика совмещенных давлений и выбора конструкции скважины

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

3.1.Изучение методики построения графика совмещенных давлений

- 3.2. На примере задачи рассчитать и построить график согласно исходным данным по месторождениям (предыдущие практические работы)

4. Требования к отчету

- 4.1. Номер работы
4.2. Расчеты
4.3. График совмещенных давлений

5.Технология выполнения

Исходными данными для проектирования конструкции скважины являются: цель бурения и назначение скважины, проектный горизонт и глубина скважины, пластовое давление и давление гидроразрыва горных пород стратиграфических горизонтов, способы заканчивания скважины и её эксплуатация, профиль скважины , характеристика пород по крепости. При выборе конструкции скважины учитывается продолжительность бурения каждой зоны крепления, интенсивность износа кондуктора и промежуточных обсадных колонн, а также геологическая изученность района буровых работ. Для выбора числа обсадных колонн и глубины их спуска строят совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора в координатах «глубина – эквивалент градиента давления». Под эквивалентом градиента давления понимается плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создаёт давление равное пластовому или давлению гидроразрыва. Если отсутствуют данные о давлении гидроразрыва, то в исключительных случаях его можно определить по формуле

$$p_{гр} = 0,0083 \cdot H + 0,66 \cdot p_{пл} ,$$

Где H – глубина определения давления гидроразрыва, м; $p_{пл}$ – пластовое давление на глубине определения давления гидроразрыва, Мпа.

В интервалах залегания пород, в которых возможно нарушение пристволенной зоны скважины, где плотность бурового раствора выбирается с учетом горного давления, вместо пластового давления на график может быть нанесено горное давление. В интервалах интенсивных поглощений бурового раствора на график вместо давления гидроразрыва может быть нанесено давление, при котором начинается интенсивное поглощение.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважин обсадными колоннами, число их соответствует числу обсадных колонн. Глубину спуска обсадной колонны принимают на 10-20 м выше окончания зоны крепления(зоны совместимых условий) , но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

Под совместимостью условий бурения понимается такое их сочетание , когда созданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала не вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной.

Высота подъема цементного раствора в заколонном пространстве :

Кондуктор - по всей длине

Промежуточная колонна в нефтяных добывающих скважинах глубиной до 3000 м – на интервале не менее 500м от башмака , а в более глубоких скважинах - по всей длине.

Эксплуатационные колонны в нефтяных добывающих скважинах – в интервале от забоя до уровня , расположенного не менее чем на 100м выше башмака предыдущей колонны, в газовых и разведочных скважинах высота подъема цементного раствора на всю длину.

В соответствии с п. 2.2.6.4 Правила безопасности ПБ 08-624-03 строится совмещенный график пластовых (поровых) давлений, гидроразрыва пород с использованием геологического материала. (по Федоровскому месторождению).

По совмещенному графику давлений выбираются зоны совместимых условий бурения и с учетом конкретных горно-геологических условий на месторождении и накопленного в районе опыта работы, с целью снижения вероятности возникновения осложнений и аварийных ситуаций при проводке скважин, необходимости выполнения мероприятий по охране недр и охране окружающей среды, а также с учетом требований задания на проектирование принимается следующая конструкция эксплуатационной скважины.

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. При недостатке 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 АВ, EF, KL, ОР 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 до 1200 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).

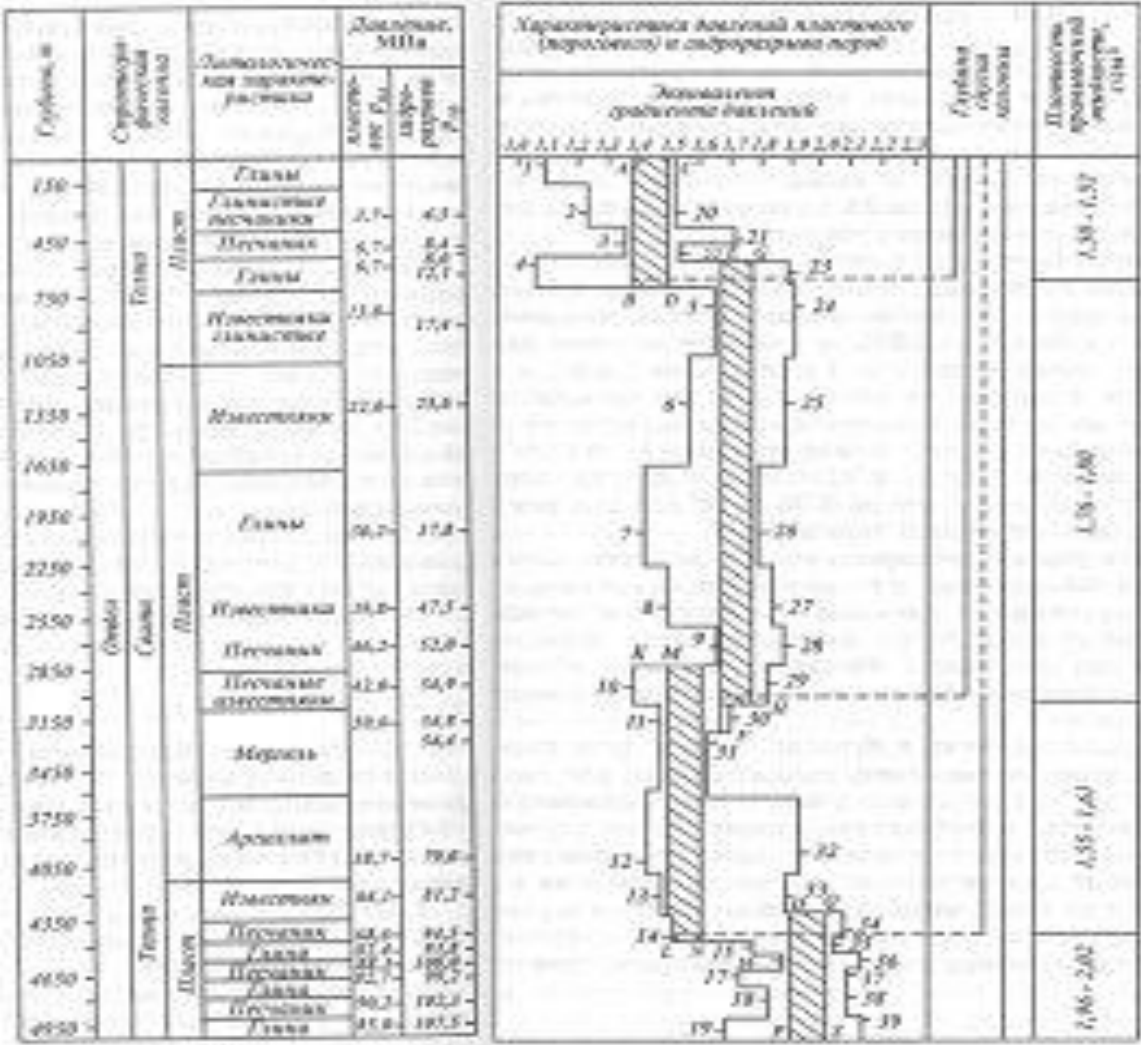


Рисунок 3 Пример построения графика совмещенных давлений

3.1. Рассчитать 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 определяется 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 :

$$H \geq P_{пл} - 10^{-5} * L * \rho_{\phi} / \Delta P_{гр} - 10^{-5} * \rho_{\phi}, \text{ м, (49)}$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

L – проектная глубина скважины, м

$\Delta P_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва пород, МПа* м,

ρ_{ϕ} – 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:

$$H_k = \frac{1,05 * P_y * L}{0,95 * \Gamma_{грп} * L - 1,05(P_{пл} - P_y)} \quad (50)$$

$\Gamma_{грп}$ - градиент гидроразрыва пород ;

$P_{пл}$ - пластовое давления проявляющиеся в пласте;

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

L - глубина скважины

Исходные данные для расчета

№	Глубина скважины, м	Давления, кгс/см ²		$\rho_{бр}$, г/см ³	ρ_{ϕ} , г/см ³	$\Delta P_{гр}$, кгс/см ²
		$P_{пл}$	P_y			
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

$$H \geq P_{пл} - 10^{-5} * L * \rho_{ф} / \Delta P_{гр} - 10^{-5} * \rho_{ф} =$$

$$315 - 10^{-5} * 2935 * 0,818 / 0,2 - 10^{-5} * 0,818 = 1582 \text{ м}$$

Глубина спуска кондуктора как правило 300 – 800 м, при бурении скважин с горизонтальным вхождением в пласт применяют удлинённый 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 спускаем промежуточную колонну.

Рассчитаем глубину спуска кондуктора по формуле 2

$$H \geq 1,05 * P_y * L / 0,95 * \Delta P_{гр} * L - 1,05 * (P_{пл} - P_y) = 1,05 * 84,7 * 2935 / 0,95 * 0,2 * 2935 - 1,05 * (315 - 84,7) = 828 \text{ м}$$

По правилам башмак кондуктора должен быть установлен в плотные непроницаемые породы, смотрим литолого – стратиграфическую характеристику скважины (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 № 27

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИАМЕТРОВ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

2 часа

1. Цель работы

Приобретение практических навыков определения диаметров обсадных колонн

2. Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания

3. Задание

3.1. Определить диаметры обсадных колонн при следующих условиях:

Таблица 24 Исходные данные

№	Категория скважины	Ожидаемый дебит, м ³ /сут	Тип долота	Способ бурения	Конструкция скважины
1	газовая	250	шарошечные	Роторно-турбинный	Направление, кондуктор, промежуточная колонна, эксплуатационная колонна
2	нефтяная	120	шарошечные	Роторно-турбинный	Направление, кондуктор, эксплуатационная колонна
3	газовая	280	шарошечные	Роторно-турбинный	Направление, кондуктор, промежуточная колонна, эксплуатационная колонна
4	нефтяная	130	шарошечные	Роторно-турбинный	Направление, кондуктор, эксплуатационная колонна
5	газовая	300	шарошечные	Роторно-турбинный	Направление, кондуктор, промежуточная колонна, эксплуатационная колонна
6	нефтяная	90	шарошечные	Роторно-турбинный	Направление, кондуктор, эксплуатационная колонна
7	газовая	350	шарошечные	Роторно-турбинный	Направление, кондуктор, промежуточная колонна, эксплуатационная колонна

8	нефтяная	160	шарошечные	Роторно-турбинный	Направление, кондуктор, эксплуатационная колонна
9	газовая	280	шарошечные	Роторно-турбинный	Направление, кондуктор, промежуточная колонна, эксплуатационная колонна
10	нефтяная	100	шарошечные	Роторно-турбинный	Направление, кондуктор, эксплуатационная колонна
11	газовая	320	шарошечные	Роторно-турбинный	Направление, кондуктор, промежуточная колонна, эксплуатационная колонна
12	нефтяная	180	шарошечные	Роторно-турбинный	Направление, кондуктор, эксплуатационная колонна

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

Технология выполнения

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 25

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, м ³ /сут	Ориентировочный диаметр, мм	Суммарный дебит, тыс. м ³ /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 26

Минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны

Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	Разность диаметров 2Δ , мм	Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	Разность диаметров 2Δ , 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 D_d для бурения под эксплуатационную (промежуточную) колонну рассчитываем по формуле:

$$D_o = D_M + 2\Delta ,$$

где D_M – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

2Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны, мм.

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

Внутренний диаметр кондуктора D_k определяется по формуле:

$$D_k = D_o + (6-8), \text{ мм}$$

где D_o – 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 27

Основные размеры (в мм) обсадных труб 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
	минимальная	максимальная	от	до	нормальный	уменьшенный	
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
<i>Примечание:</i> В скобках указан наружный диаметр муфт для труб исполнения Б.							

Таблица 28 Диаметры долот

Диаметр долота <i>D</i>	
Номинальный	Допустимое отклонение
76,0	+ 0,6
93,0; 95,3; 98,4; 114,3; 117,5; 120,6; 127,0; 130,2; 132,0;	+0,8
139,7; 146,0; 151,0; 161,0; 165,1; 171,4; 187,3; 190,5;	
200,0; 212,7; 215,9; 222,3; 238,1; 241,3; 244,5; 250,8;	
269,9; 295,3; 304,8; 311,1; 320,0; 349,2.	
365,1; 368,3; 371,5; 374,6; 393,7; 444,5	+1,6
469,9; 473,1; 490,0; 508,0	+ 2,4

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

Практическая работа № 27

РАСЧЕТ ЧИСЛА ЦЕНТРАТОРОВ И РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ НИМИ

2 часа

1. Цель работы

Приобретение практических навыков расчета числа центраторов и расстояния между ними

2. Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания

3. Задание

3.1. Рассчитать необходимое число центраторов и расстояние между ними

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

Технология выполнения

Для концентричного расположения обсадной колонны в стволе скважины требуется размещение на трубах определенного числа центраторов, устанавливаемых друг от друга на определенном расстоянии. Расчет проведем по методике ВНИИБТ

Спущенная в скважину и заполненная жидкостью обсадная колонна имеет сжатый и растянутый участки. Ее сжатый участок образуется в нижней части вследствие выталкивающих сил жидкости, величина которых зависит от плотности жидкости и объема находящихся в ней труб. Расстояние между центраторами рассчитывается отдельно для сжатого и растянутого участков обсадной колонны по следующим формулам

$$Z_0 = [0.785 * \{D^2 * [h * \rho_{\text{ц}} + (L - h) * \rho_{\text{б}}] - d^2 * L * \rho_{\text{ж}}\}] / 10 \text{ г}_{\text{ср}}, \text{ где } (49)$$

d - внутренний диаметр обсадной колонны, см

D - наружный диаметр обсадной колонны

$\rho_{\text{ц}}, \rho_{\text{б}}, \rho_{\text{ж}}$ - плотность соответственно тампонажного, бурового, продавочного растворов г / см³

L - расстояние от устья скважины до башмака колонны по вертикали, м

h - расстояние от башмака колонны до уровня подъема тампонажного раствора за колонной по вертикали

$g_{\text{ср}}$ - средний вес одного метра колонны в воздухе, Н.

Расстояние между центраторами в пределах сжатой части, м

$$l = \sqrt[4]{\frac{384 f E I}{5 g}}, \text{ где } (50)$$

f - наибольшая величина прогиба обсадной колонны между двумя центраторами, см;

$$f = \left(\frac{D_{\text{с}} - D}{2} \right) - f_{\text{н}} - f_{\text{ц}}, \text{ где } (51)$$

$D_{\text{с}}$ - диаметр скважины, см;

$f_{\text{н}}$ - расчетный минимальный зазор между обсадной колонной и стенками посередине интервала установки центраторов, см;

$f_{\text{ц}}$ - прогиб планок центратора при действии на него нагрузки от горизонтальной составляющей веса трубы в зоне центрирования, см;

EI - жесткость обсадной колонны, Н/см²;

g - горизонтальная составляющая веса одного сантиметра трубы обсадной колонны, Н;

$g = g_0 * \sin \alpha$, где (52)

g_0 – вес одного сантиметра трубы колонны в растворе, Н;

α – угол наклона ствола скважины в интервале цементировании, градус.

Число центраторов в интервале центрирования сжатого участка

$$m = L_1/l, \text{ где} \quad (53)$$

L_1 – длина интервала центрирования сжатого участка, м ($L_1 \leq Z_0$).

Рекомендуемые величины $f_{\text{ц}}$ и $f_{\text{н}}$, соответственно 0,2 и 0,9 см.

(приложение к ПР) .

Расстояние между верхним и предыдущим центраторами в метрах в пределах растянутого участка обсадной колонны

$$l_0 = \sqrt{A + \sqrt{A^2 + B}}, \text{ где} \quad (54)$$

$$A = 4Gf/g$$

$$B = 384 * f * EI/5g,$$

где

G – растягивающее усилие от веса труб обсадной колонны, расположенных ниже участка l_0 , кН.

$$G = g_{\text{ср}} * (L_2 - z_0) * \cos \alpha, \quad (55)$$

где L_2 – длина интервала цементировании растянутого участка обсадной колонны, м.

Среднее расстояние между центраторами в пределах растянутого участка

$$l_{\text{ср}} = (l_0 + l)/2 \quad (56)$$

Число центраторов в интервале цементируемого участка

$$n = L_2/l_{\text{ср}} \quad (57)$$

Общее число центраторов, необходимое для центрирования обсадной колонны $K = m + n$ (10)

Пример Определить число центраторов, необходимых для центрирования обсадной колонны для следующих условий: расстояние от устья скважины до башмака колонны по вертикали $L = 3500$ м. Расстояние от башмака колонны до уровня подъема тампонажного раствора за колонной по вертикали $h = 1500$, диаметр скважины $D = 190$ мм; диаметр обсадной колонны $d = 146$ мм; плотность тампонажного раствора

$\rho_{\text{ц}} = 1,8$ г / см³; плотность бурового раствора $\rho_{\text{б}} = 1,3$ г / см³; плотность продажной жидкости $\rho_{\text{ж}} = 1,3$ г / см³, угол наклона ствола скважины в интервале центрирования $\alpha = 15^\circ$, средний вес одного метра колонны в воздухе $g_{\text{ср}} = 30,4$

Решение

1. Определяем расстояние от нижнего конца колонны до нейтрального сечения

$$Z_0 = [0.785 * \{D^2 * [h * \rho_{\text{ц}} + (L - h) * \rho_{\text{б}}] - d^2 * L * \rho_{\text{ж}}\}] / 10 g_{\text{ср}} = [0.785 * \{190^2 * [1500 * 1,8 + (3500 - 1500) * 1,3] - 146^2 * 3500 * 1,3\}] / 10 * 30,4 = 980 \text{ м}$$

2. Определяем расстояние между центраторами в пределах сжатой части

(в м)

$$l = \sqrt[4]{\frac{384fEI}{5g}} = \sqrt[4]{\frac{14,3 * 10^{10}}{5g}} = 11,6$$

Величина $384fEI$ по таблице (приложение) = $14,3 * 10^{10}$

3. Определяем необходимое число центраторов для сжатого участка колонны

$$m = L_1/l = 980 / 11,6 = 84$$

4. Находим расстояние между верхним и предыдущим центраторами в пределах растянутого участка обсадной колонны

$$l_0 = \sqrt{A + \sqrt{A^2 + B}} = 15,5 \text{ м}$$

5. Определяем растягивающее усилие от веса труб обсадной колонны, расположенных ниже участка l_0 по формуле

$$G = g_{\text{ср}} * (L_2 - z_0) * \cos \alpha, = 1,725 \text{ кН.}$$

1. Находим среднее расстояние между центраторами по формуле

$$l_{\text{ср}} = (l_0 + l)/2 = (15,5 + 11,6)/2 = 13,6$$

2. Находим необходимое число центраторов для растянутого участка колонны по формуле $n = L_2 / l_{\text{ср}} = 516,8 / 13,6 = 38$

3. Находим общее число центраторов $K = m + n = 84 + 38 = 122$

Таблица 29 Исходные данные

№	L	h	диаметр		Плотность		
			D	d	$\rho_{\text{ц}}$	$\rho_{\text{б}}$	$\rho_{\text{ж}}$
1	2300	300	190	146	1,8	1.3	1,3
2	2400	400	190	146	1,8	1.3	1.3
3	2500	500	190	146	1,8	1.3	1.3
4	2600	600	190	146	1,8	1.3	1.3
5	2700	700	190	146	1,8	1.3	1.3
6	2800	800	190	146	1,8	1.3	1.3
7	2900	900	190	146	1,8	1.3	1.3
8	3000	1000	190	146	1,8	1.3	1.3
9	3100	1100	190	146	1,8	1.3	1.3
10	3200	1200	190	146	1,8	1.3	1.3
11	3300	1300	190	146	1,8	1.3	1.3
12	3400	1400	190	146	1,8	1.3	1.3

Дополнительные данные для всех вариантов

Угол наклона ствола скважины в интервале центрирования $\alpha = 15^\circ$, средний вес одного метра колонны в воздухе $g_{\text{ср}} = 30,4$; величины $f_{\text{ц}}$ (прогиб планок центратора при действии на него нагрузки от горизонтальной составляющей веса трубы в зоне центрирования) и $f_{\text{н}}$ (минимальный зазор между обсадной колонной и стенками скважины посередине интервала установки центраторов) соответственно 0,2 и 0,9 см.

Практическая работа № 28-29

РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

4 часа

1. Цель работы

Приобретение практических навыков расчета эксплуатационной колонны для нефтяной скважины

2. Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания

3. Задание

3.1. Рассчитать эксплуатационную колонну диаметром 146 мм для нефтяной скважины при определенных условиях

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

Технология выполнения

Обсадные колонны рассчитываются с учетом максимальных значений избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок (при бурении, опробовании, эксплуатации, ремонте скважины). Значения внутренних давлений максимальны в период ввода скважин в эксплуатацию (при закрытом устье) или при нагнетании в скважины жидкостей для интенсификации добычи (гидроразрыв). Значения внутренних давлений обычно минимальны при окончании эксплуатации скважин.

Пример Рассчитать эксплуатационную колонну диаметром 146 мм для нефтяной скважины при следующих условиях $L = 3000$ м, $H = 1000$ м, $h = 1700$ м, $\rho_{ц.р.} = 1,4$ г/см³, $\rho_{о.ж.} = 1,0$ г/см³, $\rho_B = 0,85$ г/см³, $p_{пл} = 40$ МПа, $k = 0,25$.

Зона эксплуатационного объекта 3000 – 2700 м.

Решение. Так как $h > H$ (1700 м > 1000 м), выбираем расчетную схему II. (Рисунок 7 стр 215, Типовые расчеты и задачи в бурении.)

Определяем избыточные наружные давления (на стадии окончания эксплуатации) для следующих характерных точек.

$$1: z = 0; \rho_{HuZ} = 0,01 \rho_{Б.Р.} \cdot z = 0.$$

$$2: z = H; \rho_{HuZ} = 0,01 \rho_{Б.Р.} \cdot H = (0,01 \cdot 1,4 \cdot 1000) = 14 \text{ МПа};$$

$$3: z = h; \rho_{HuZ} = \{0,01 [\rho_{Б.Р.} h - \rho_B (h - H)]\} = \{0,01 [1,4 \times 1700 - 0,85(1700 - 1000)]\} = 17,85 \text{ МПа};$$

$$4: z = L; \rho_{HuZ} = \{0,01 [\rho_{ц.р.} - \rho_B] L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{Б.Р.}) h + \rho_B H (1 - k)\} = \{0,01 [1,85 - 0,85] 3000 - (1,85 - 1,4) \times 1700 + 0,85 \cdot 1000 (1 - 0,25)\} = 23,2 \text{ МПа}.$$

Строим эпюру ABCD (рис. 5, а). Для этого в горизонтальном направлении в принятом масштабе откладываем значения ρ_{HuZ} в точках 1-4 и эти точки последовательно соединяем между собой прямолинейным отрезками.

Определяем избыточные внутренние давления из условия испытания обсадной колонны на герметичность в один прием без пакера.

Давление на устье:

$$p_y = p_{пл} - 0,01 \rho_B L = 40 - 0,01 \cdot 0,85 \cdot 3000 = 14,5 \text{ МПа}.$$

$$\text{Точка а: } z = 0; \rho_{BuZ} = 1,1 \quad \rho_y = 1,1 \cdot 14,5 = 16 \text{ МПа}.$$

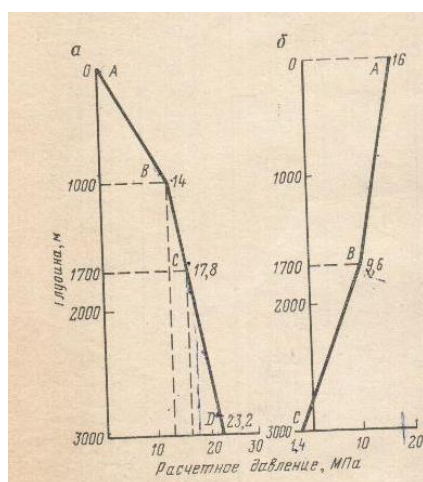
По табл. 108 для 146-мм колонны $\rho_{оп} = 10$ МПа. Принимаем 16 МПа.

$$\text{Точка б: } z = 1700 \text{ м; } \rho_{BuZ} = [1 \cdot 14,5 - 0,01(1,4 - 1,0) \times 1700] = 9,2 \text{ МПа}.$$

$$\text{Точка в: } z = L = 3000 \text{ м; } \rho_{BuZ} =$$

$$[1 \cdot 14,5 - 0,01 [1,85 - 0,1] 3000 - (1,85 - 1,4) 1700] (1 - 0,25) = -1,4 \text{ МПа}.$$

Рисунок 5 – Эпюры давлений



А)

Б)

Строим эпюру ABC (см. рис. 5, б), Для этого в горизонтальном положении в принятом масштабе откладывают значения ρ_{BuZ} в точках а, б, в, и полученные точки соединяют между собой прямолинейными отрезками.

$$\text{Определяем значение } n_{кр} \cdot p_{HuL} = 1,15 \cdot 23,2 = 26,7 \text{ МПа}.$$

По табл. 109 (Таблица 109 стр 218-221, Типовые расчеты и задачи в бурении)

находим, что этому давлению соответствуют трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9 мм, для которых $p_{кр} = 31,8$ МПа (1-я секция труб).

Для 2-ой секции выбираем трубы той же группы прочности с толщиной стенки 8 мм, для которых по табл.109 $p_{кр} = 26,2$ МПа. Эти трубы могут быть установлены на глубине с давлением $\rho_{HuZ} = 26,2/1,15$ МПа = 22,8 МПа. По эюре (см. рис. 8, а) это давление соответствует глубине $l_{доп8д} = 2930$ м.

Длина 1-й секции ($\delta = 9$ мм) $l_1 = L - l_{доп8д} = (3000 - 2930 \text{ м}) = 70$ м, а вес ее табл. 113 (Таблица 113 стр 228-231, Типовые расчеты и задачи в бурении)

$$Q_1 = 21800 \text{ Н или } Q_1 = 21,8 \text{ кН.}$$

Для 3-й секции берем трубы с $\delta = 7$ мм, для которых $p_{кр} = 20,5$ МПа. Поскольку $20,5/1,15 = 17,8$ МПа соответствует глубине 1700 м, а, значит, $1700 < 2700$ (начало зоны эксплуатационного объекта), то принимаем $n_{кр} = 1,0$ и определяем по эюре, какой глубине соответствует давление 20,5 МПа. По эюре (см. рис. 8,а) определяем $l_{доп7д} = 2330$ м. Следовательно, длина 2-й секции ($\delta = 8$ мм) $l_2 = l_{доп8д} - l_{доп7д} = (2930 - 2330) = 600$ м,

$$\text{а ее вес } Q_2 = 168\,000 \text{ Н} = 168 \text{ кН.}$$

$$\text{Общий вес двух секций: } Q_1 + Q_2 = 21,8 + 168 = 189,8 \text{ кН} = 0,1898 \text{ МН.}$$

Определяем длину 3-й секции ($\delta = 7$ мм), беря в основу расчет на растяжение. Для этих труб $P_{стр.7д} = 0,71$ МН и $q_7 = 248$ Н (по табл. 111 (Таблица 111 стр 224-225, Типовые расчеты и задачи в бурении)).

По формуле получаем

$$l_3 = \frac{P_{стр.7д} / n_{стр} - (Q_1 + Q_2)}{q_7} = \frac{0,71 / 1,15 - 0,1898}{248 \cdot 10^{-6}} = 1725 \text{ м.}$$

$$\text{Вес 3-й секции труб } (\delta = 7 \text{ мм}): Q_3 = 427\,600 \text{ Н} = 427\,600 \text{ Н} = 427,6 \text{ кН} = 0,4276 \text{ МН.}$$

$$\text{Общий вес трех секций: } Q_1 + Q_2 + Q_3 = 0,6174 \text{ МН.}$$

Осевая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает $0,5 \sigma_T$, по табл. 110 составляет 0,57 МН ($\delta = 7$ мм). (Таблица 110 стр 222-223, Типовые расчеты и задачи в бурении)

Определяем расстояние расчетного сечения трубы от устья скважины

$$l_0 = L - l_1 - l_2 - \frac{0,57 - Q_1 - Q_2}{q_7};$$

$$l_0 = 3000 - 70 - 600 - \frac{0,57 - 0,1898}{248 \cdot 10^{-6}} = 730 \text{ м.}$$

При эюре находим, что на глубине 730 м $\rho_{HuZ} = 10,2$ МПа. Определяем коэффициент запаса прочности на критическое давление

$$n_{кр} = 20,5 / 10,2 = 2,0 \gg 1,1.$$

Расчет на внутреннее давление для первых двух секций не производим, так как внутреннее избыточное давление в них отсутствует (см. рис. 8, б).

Определяем внутренне давление для труб 3-й секции, имеющих наименьшую толщину стенки $\delta = 7$ мм. Фактическое внутренне давление на уровне верхней трубы, расположенной на глубине $(3000 - 70 - 600 - 1725) = 605$ м, находим по эюре (см. рис. 8, б): $\rho_{BuZ} = 13,5$ МПа.

По табл. 112 (Таблица 112 стр 226-227, Типовые расчеты и задачи в бурении)

определяем, что для труб $\delta = 7$ мм $\rho_{в.д7д} = 31,8$ МПа. Рассчитываем коэффициент запаса прочности $n_B = 31,8/13,5 = 2,36 >> 1,15$.

Четвертую секцию составляем из труб с $\delta = 8$ мм. Для этих труб $P_{стр8д} = 0,84$ МН; $q_8 = 280$ Н. Длина 4-й секции из расчета на растяжение

$$l_4 = \frac{0,84/1,15 - 0,6174}{280 \cdot 10^{-6}} = 400 \text{ м,}$$

а ее вес $Q_4 = 112\,000 \text{ Н} = 112 \text{ кН} = 0,112 \text{ МН}$.

Общий вес четырех секций составляет 0,7294 МН.

Пятую секцию комплектуем из труб с $\delta = 9$ мм ($P_{стр9д} = 0,96$ МН; $q_9 = 312$ Н). Длина 5-й секции

$$l_5 = \frac{0,96/1,15 - 0,7294}{312 \cdot 10^{-6}} = 335 \text{ м.}$$

Принимаем $l_5 = 205$ м; вес ее $Q_5 = 64 \text{ кН} = 0,064 \text{ МН}$.

Так как $\rho_{в.д.9д} = 41$ МПа, коэффициент запаса прочности для труб 5-й секции также достаточен.

Общий вес колонны $Q = 0,7934$ МН.

Результаты расчетов сводим в таблицу

Т а б л и ц а 30 Результаты расчетов

Номер секции снизу вверх	Толщина стенки δ , мм	Интервал спуска труб, м	Длина секции, м	Вес 1 м трубы, Н	Вес секции, МН
1	9	2930-3000	70	312	0,0218
2	8	2330-2930	600	280	0,168
3	7	605-2330	1725	248	0,4276
4	8	205-605	400	280	0,112
5	9	0-205	205	312	0,064
Всего		0-3000	3000	-	0,7934

П р и м е ч а н и е. Трубы изготовлены из стали группы прочности Д.

Таблица 31 Исходные данные для расчета эксплуатационной колонны $\varnothing 168$ мм

№ п/п	Наименование	Размерность	Условные обозначения	Численное значение
1.	Расстояние от устья скважины по вертикали	м		
	- до башмака колонны		L	2700
	- до башмака предыдущей колонны		L _о	1000
	- до уровня цементного раствора		h	850
	- до уровня жидкости в колонне при испытании		H	1200
	- до максимального уровня снижения жидкости		H _з	2570
	- до кровли продуктивного пласта		ℓ	2624
	- до рассчитываемого сечения		Z	-
2.	Плотность:	г/см ³		
	- испытательной жидкости		γ _ж	1,00
	- бурового раствора за колонной		γ _р	1,12
	- цементного раствора за колонной		γ _ц	1,82÷1,86

	- облегченного цементного раствора за колонной		$\gamma_{o.ц}$	1,42
	- жидкости в колонне		γ_v	0,808
	- гидростатического давления столба жидкости для минимального наружного давления, P_n^{min}		$\gamma_{г.ст.}$	1,10
3.	Длина участка цементного раствора по вертикали	м	$\ell_{ц}$	484
4.	Длина участка облегченного цементного раствора по вертикали	м	$\ell_{o.ц.}$	1366
5.	Давление:	кгс/см ²		
	- наружное на глубине Z		P_{H_z}	расчетн.
	- внутреннее на глубине Z		P_{B_z}	расчетн.
	- наружное избыточное на глубине Z		$P_{ни_z}$	расчетн.
	- внутреннее избыточное на глубине Z		$P_{ви_z}$	расчетн.
	- пластовое давление на кровле продуктивного пласта		$P_{пл_e}$	265
	- минимальное избыточное внутреннее давление для данного диаметра колонны 168 мм		$P_{оп_{min}}$	115
	- давление опрессовки на устье		$P_{оп_y}$	расчетн.
6.	Типоразмеры обсадных труб:			
	- наружный диаметр	мм	D_n	168,3
	- тип резьбы	-	-	БТС
7.	Коэффициенты запаса прочности:			
	- на наружное избыточное давление		η_1	1,25÷1,125
	- на внутреннее избыточное давление		η_2	1,10
	- на растяжение:			
	- для резьбового соединения		η_3	1,75
	- по телу трубы		η_4	1,25

Пример данных месторождение Киев -Еганское
Данные по глубине скважине берутся из горно – геологический условий бурения
(практическая работа № 1-2

Практическая работа № 30

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЛИНЕНИЯ И РАЗГРУЗКИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

2 часа

1. Цель работы

Приобретение практических навыков расчета обсадной колонны

2. Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания

2.2. Н.В.Элияшевский стр 242-244

3. Задание

3.1. Определить удлинение обсадной колонны в результате растяжения под действием собственного веса

3.2. Определить на сколько разгрузится обсадная колонна

3.3. Определить разгрузку обсадной колонны

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

Технология выполнения

Задача 1. Определить удлинение обсадной колонны в результате растяжения под действием собственного веса, если диаметр обсадной колонны 219 мм, толщина стенки труб 12 мм, глубина спуска обсадной колонны 2500 м.

Решение. По табл. 113 (стр 228-231) вес обсадной колонны составляет 1,57 МН. Определяем площадь сечения труб

$$F = 0,785(D_{НАР}^2 - d_{ВН}^2), \quad (58)$$

где $D_{НАР}$ - наружный диаметр обсадных труб; $d_{ВН}$ - внутренний диаметр обсадных труб, см

$$F = 0,785(21,91^2 - 19,51^2) = 78,04 \text{ см}^2.$$

Рассчитываем удлинение обсадной колонны по формуле

$$\lambda = QL / EF, \quad (59)$$

где Q – вес обсадной колонны, МН; L – длина колонны, м; E – модуль упругости, МПа; F – площадь поперечного сечения трубы, м²

$$\lambda = \frac{1,57 \cdot 2500}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 78,04 \cdot 10^{-4}} = 2,39 \text{ м.}$$

Задача 2. Определить, на сколько разгрузится обсадная колонна диаметром 219 мм, а если спускать ее с обратным клапаном без долива в скважину глубиной 2000 м, заполненную буровым раствором плотностью 1,25 г/см³; толщина стенки обсадных труб 9 мм.

Решение. По табл. 113(стр 228 – 231) вес обсадной колонны $Q_1 = 964000 \text{ Н} = 0,964 \text{ МН}$.

Определяем вытесняемый объем бурового раствора по формуле

$$V_1 = \frac{\pi D_{\text{НАР}}^2}{4} L, \quad (60)$$

где $D_{\text{НАР}}$ - наружный диаметр обсадной колонны, м; L – длина колонны, м.

$$V_1 = 0,785 \cdot 0,2192^2 \cdot 2000 = 75,37 \text{ м}^3.$$

Находим массу вытесняемого объема бурового раствора по формуле

$$m_{\text{Б.Р.}} = V_1 \rho_{\text{Б.Р.}},$$

где $\rho_{\text{Б.Р.}}$ - плотность бурового раствора, т/м³

$$m_{\text{Б.Р.}} = 75,37 \cdot 1,25 = 94,21 \text{ т.}$$

Вес бурового раствора

$$Q_2 = 94,21 / 100 = 0,9421 \text{ МН.}$$

Разгрузка обсадной колонны $Q_1 - Q_2 = 0,964 - 0,9421 = 0,0219 \text{ МН}$.

Задача 3. Определит разгрузку обсадной колонны диаметром 146 мм с толщиной стенки 10 мм, спускаемой в скважину глубиной 3000 м без обратного клапана; плотность бурового раствора в скважине 1,4 т/м³.

Решение. По табл. 113 определяем вес обсадной колонны $Q_1 = 1,029 \text{ МН}$.

Рассчитываем вес обсадной колонны в буровом растворе по формуле

$$Q_2 = Q_1 (1 - \rho_{\text{Б.Р.}} / \rho_M), \quad (61)$$

где ρ_M - плотность материала труб, т/м³

$$Q_2 = 1,029 (1 - 1,4 / 7,85) = 0,846 \text{ МН.}$$

Определяем, на сколько разгрузилась обсадная колонна:

$$Q_1 - Q_2 = 1,029 - 0,846 = 0,183 \text{ МН.}$$

Исходные данные в практической работе 1-2 (по месторождениям).

Практическая работа № 31

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков выбора и обоснования способа цементирования

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

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 цементирования 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 цементируется. Способ 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 цементирования предполагает 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 K_6

$$K_6 = \frac{P_{\phi}}{P_{гр}} , \quad (62)$$

где

P_{ϕ} - расчетное давление в конце цементирования у башмака спущенной колонны кгс/см²

$P_{гр}$ - давление гидроразрыва пластов на той же глубине кгс/см².

Если $K_6 \geq 1,0$, то цементирование производится в две ступени с использованием заколонного изолирующего пакера или муфты ступенчатого цементирования. При $0,95 \leq K_6 < 1,00$ цементирование производится с обязательным выполнением специального комплекса мероприятий по предотвращению гидроразрыва пластов. При $K_6 \leq 0,95$ проведение цементирования производится в нормальном режиме. Прогнозное значение давления гидроразрыва (давления поглощения тампонажного раствора) у башмака обсадной колонны составляет, кгс/см²;

$$P_{г.р} = \text{град } P_{гр} * H \quad (63)$$

Значение P_{ϕ} определяется по формуле :

$$P_{\phi} = P_{г.з.} + \Delta P , \text{ где} \quad (64)$$

$P_{г.з.}$ - гидростатическое давление в затрубном пространстве в конце цементирования на глубине спуска колонны (по вертикали), кгс/см²;

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

$\rho_{ср}$ – средняя плотность цементного раствора г/см³;

g – ускорение свободного падения.

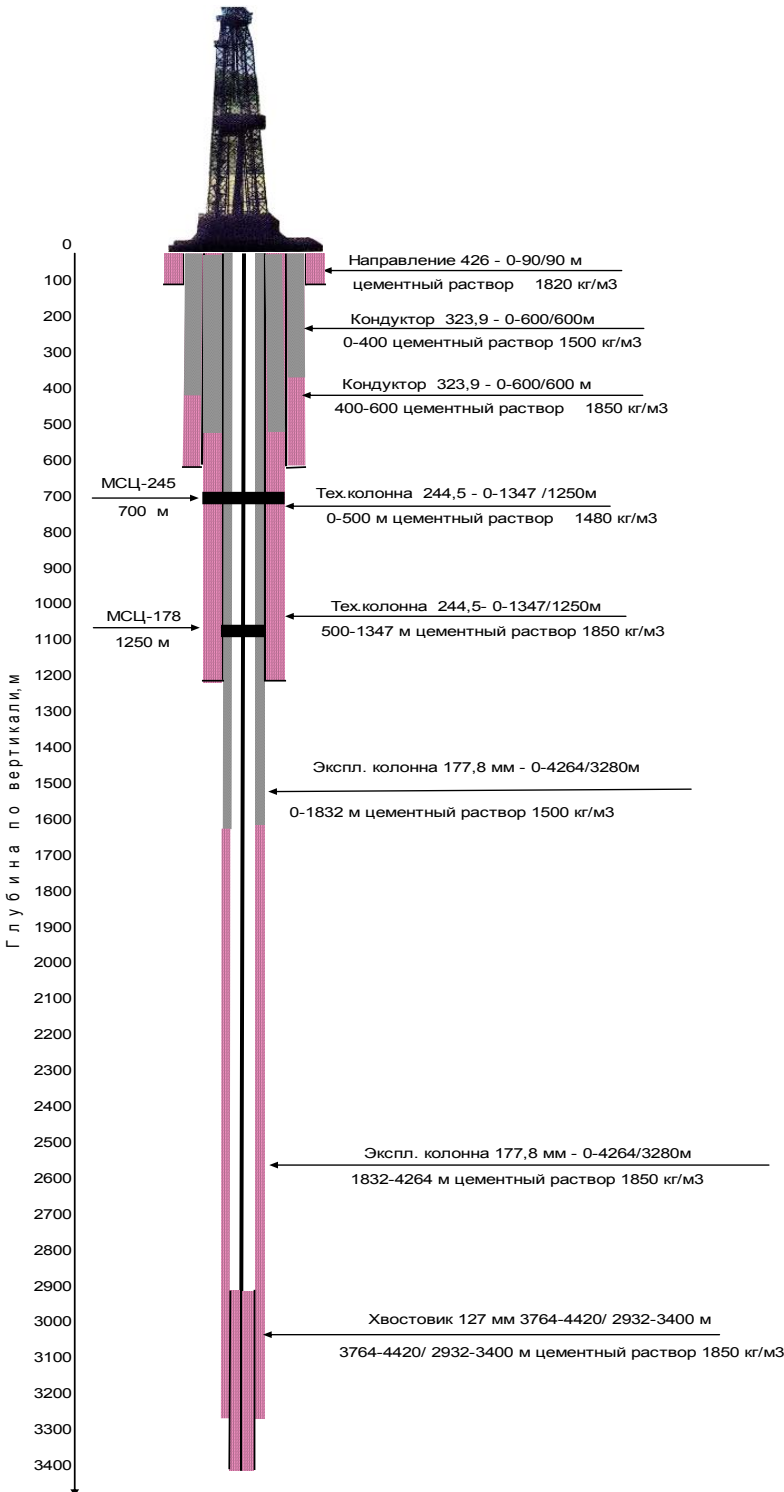
$$\Delta P = 0,1 * P_{г.з.} * \rho_{ср} * \frac{V^2}{2g} * \frac{Lc}{Dk-D} . \quad (65)$$

Таблица 32 - исходные данные для расчета

Наименование параметров	Условное обозначение	Кондуктор	Техническая	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
1	2	3	4	5	6
Исходные данные:					
- Диаметр обсадной колонны, м	D	0,3239	0,2445	0,1778	0,1270
- Глубина спуска по вертикали, м	H	600	1250	3280	2932-3400
- Высота подъема тампонажного раствора за обсадной колонной (по вертикали), м:	м	до устья	до устья	до устья	2932

- плотностью 1500 кг/м ³ ;	ρг/ц	0	0	0	-
- плотностью 1800 кг/м ³ ;	ρц	-	-	-	-
- плотностью 1850 кг/м ³	ρц	400	500	1600	2932
Градиент давления гидроразрыва пород на глубине установки башмака колонны, МПа-м	град.	0,0199	0,0204	0,0237	0,0235
Гидравлическое сопротивление в затрубном пространстве при движении тампонажного раствора, МПа /м	λ	0,00065	0,00065	0,0013	0,0008

Рисунок6. Пример схемы конструкция скважины.



Контрольные вопросы

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

Практическая работа № 32

РАСЧЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков расчета гидравлической программы цементировании

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

- 3.1.Изучить рекомендации по расчету гидравлической программы цементировании
- 3.2. Ответить на контрольные вопросы

4. Требования к отчету

- 4.1. Номер работы
- 4.2. Рекомендации для расчета

Технология выполнения

Гидравлическая программа цементировании предполагает решение следующих задач

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

Обоснование способа цементировании было проведено в практической работе № 31.

Расчет объема тампонажной смеси

Объём тампонажной смеси определяется объёмом затрубного пространства, подлежащего цементированию , и объёмом цементного стакана(рисунок 7)

$$V_{тс} = V_{зп} + V_{ст} \quad (66)$$

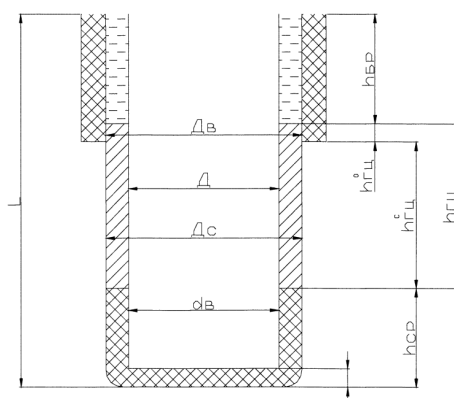


Рисунок 7 распределение жидкостей при цементировании скважин

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, гелецементом). Тогда

$$V_{зп} = V_{зп}^{зп} + V_{гц} \quad (67)$$

где $V_{зп}$ — объем затрубного пространства

$V_{зп}^{зп}$ — объем цементного раствора в затрубном пространстве

$V_{гц}$ — объем гелецементного раствора.

Объем цементного раствора в затрубном пространстве составит

$$V_{зп}^{зп} = \frac{\pi}{4} * (D_c^2 * D^2) * h_{зп} \quad (68)$$

где D_c — диаметр скважины

D — наружный диаметр обсадной колонны

$h_{зп}$ — высота (длина) столба цементного раствора.

В свою очередь $D_c = k * D_d$, где k — коэффициент кавернозности, D_d — диаметр долота.

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

$$V_{гц} = \frac{\pi}{4} * [(D_c^2 - D^2) * h_{гц}^c + (D_b^2 - D^2) * h_{гц}^o] \quad (69)$$

где $h_{гц}^c$ — высота столба гелецемента в необсаженном стволе

$h_{гц}^o$ — высота столба гелецемента в обсаженном стволе

D_b — внутренний диаметр предыдущей колонны.

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

$$V_{ст} = \frac{\pi}{4} * d_b^2 * h_{ст} \quad (70)$$

где d_b — внутренний диаметр обсадной колонны в интервале цементного стакана

$h_{ст}$ — 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 продажке 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 10 м на 1000 м скважины.

Общий объём цементного раствора

$$V_{\text{цр}} = V_{\text{цр}}^{\text{зп}} + V_{\text{ст}} \quad (71)$$

Общий объём тампонажной смеси

$$V_{\text{тс}} = V_{\text{цр}} + V_{\text{гц}} \quad (72)$$

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

$$m = \frac{G_{\text{в}}}{G_{\text{ц}}} \quad (73)$$

где $G_{\text{в}}$ и $G_{\text{ц}}$ – соответственно вес воды и цемента.

В общем виде плотность цементного раствора равна

$$\rho_{\text{цр}} = \frac{G_{\text{цр}}}{V_{\text{цр}}} \quad (74)$$

где $G_{\text{цр}}$ – вес цементного раствора

$V_{\text{цр}}$ – объем цементного раствора

В свою очередь $G_{\text{цр}} = G_{\text{в}} + G_{\text{ц}}$, (75)

$$V_{\text{цр}} = V_{\text{в}} + V_{\text{ц}}, \quad (76)$$

где $G_{\text{в}}$, $G_{\text{ц}}$ – соответственно вес воды и цемента в растворе

$V_{\text{в}}$, $V_{\text{ц}}$ – соответственно объем воды и цемента в растворе.

$$V_{\text{ц}} = \frac{G_{\text{ц}}}{\rho_{\text{ц}}}; \quad V_{\text{в}} = \frac{G_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}}}, \quad (77)$$

где $\rho_{\text{ц}}$ и $\rho_{\text{в}}$ – соответственно плотность воды и цемента.

следует, что $G_{\text{в}} = m * G_{\text{ц}}$ с учетом этого соответственно могут быть записаны следующим образом

$$G_{\text{цр}} = G_{\text{ц}} + m * G_{\text{ц}} = G_{\text{ц}} (1 + m) \quad (78)$$

$$V_{\text{цр}} = \frac{G_{\text{ц}}}{\rho_{\text{ц}}} + \frac{m * G_{\text{ц}}}{\rho_{\text{в}}} = G_{\text{ц}} * \left(\frac{1}{\rho_{\text{ц}}} + \frac{m}{\rho_{\text{в}}} \right) = \frac{G_{\text{ц}} (\rho_{\text{в}} + m * \rho_{\text{ц}})}{\rho_{\text{ц}} * \rho_{\text{в}}} \quad (79)$$

Подставляя $G_{\text{цр}}$ из формулы (13) в выражение (9), получаем исходную формулу для расчета плотности цементного раствора

$$\rho_{\text{цр}} = \frac{G_{\text{ц}} * (1 + m) * \rho_{\text{ц}} * \rho_{\text{в}}}{G_{\text{ц}} * (\rho_{\text{в}} + m * \rho_{\text{ц}})};$$

которая после преобразования примет следующий вид

$$\rho_{\text{цр}} = \frac{(1 + m) * \rho_{\text{ц}} * \rho_{\text{в}}}{(\rho_{\text{в}} + m * \rho_{\text{ц}})} \quad (80)$$

Единицы измерения плотности цементного раствора определяется единицами измерения плотности цемента и воды (г/см^3 ; кг/м^3). Значение $\rho_{\text{ц}}$ 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 M

$$M = \frac{G_{\text{в}}}{G_{\text{ц}}} \quad (81)$$

А весовое отношение наполнителя к цементу глиноцементным отношением B

$$B = \frac{G_{\text{н}}}{G_{\text{ц}}} \quad (82)$$

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

$$\rho_{гц} = \frac{G_{гц}}{V_{гц}} \quad (83)$$

Запишем вес гелцементного раствора как сумму весов составляющих его компонентов

$$G_{гц} = G_B + G_{гц} + G_H = M * G_{гц} + G_{гц} + B * G_{гц} = G_{гц} * (M+1+B) \quad (84)$$

и выразим объем через их вес и плотность

$$V_{гц} = V_B + V_{гц} + V_H = \frac{G_B}{\rho_B} + \frac{G_{гц}}{\rho_{гц}} + \frac{G_H}{\rho_H} = \frac{M * G_{гц}}{\rho_B} + \frac{G_{гц}}{\rho_{гц}} + \frac{B * G_{гц}}{\rho_H} =$$

$$= G_{гц} * \left(\frac{M}{\rho_B} + \frac{1}{\rho_{гц}} + \frac{B}{\rho_H} \right) \quad (85)$$

Подставляя значения $G_{гц}$ и $V_{гц}$ получим

$$\rho_{гц} = \frac{M+1+B}{\frac{M}{\rho_B} + \frac{1}{\rho_{гц}} + \frac{B}{\rho_H}} \quad (86)$$

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

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

($\rho_{гц}$); B и M при $B = 1:4; 1:3; 1:2; 1:1$ и растекаемости по конусу АЗНИИ равной 18-20 см. Экстраполируя данные результаты, можно получить значения M для других значений B . Результаты экспериментов и экстраполяции представлены на рисунке 1 и в таблице 1. При этом получена зависимость

$$M = 0,5 + 2,2 \cdot B \quad (87)$$

Таблица 32 Плотности цем. раствора

B	0	1:10	1:5	1:4	1:3	1:2	1:1	2:1
$\rho_{гц}$ (г/см ³)	1,84	1,70	1,61	1,58	1,53	1,47	1,38	1,32

Расчетные данные получены при значениях $\rho_B = 1$ г/см³, $\rho_H = 2,6$ г/см³; $\rho_{гц} = 3,15$ г/см³.

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 M и B . При этом для удобства вводятся понятия водосмесовое отношение и водоглинистое отношение. Водосмесовое или водотвердое отношение запишется как

$$B/T = \frac{G_B}{G_{гц} + G_H} \quad (88)$$

Так как $G_B = M * G_{гц}$, а $G_H = M * G_{гц}$, то

$$B/T = \frac{M}{B+1} \quad (89)$$

Водоглинистое отношение составит

$$B/T = \frac{G_B}{G_H}$$

Подставляя значение G_B и G_H получим

$$B/T = \frac{M}{B} \quad (90)$$

Таким образом, находится плотность гелцементного раствора.

Пример расчета (Снежное месторождение)

Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов:

1. Объем тампонажной смеси определяется объемом затрубного пространства, подлежащего цементированию и объемом цементного стакана. Из рисунка 4 видно, что объем тампонажной смеси состоит из трёх частей и определяется по формуле:

$$V_{mc} = V_{цр}^{зп} + V_{cm} + V_{гц}$$

где $V_{цр}^{зп}$ - объем чистого цементного раствора в затрубном пространстве, м³;

V_{cm} - объем цементного стакана, м³;

$V_{гц}$ - объем гелцементного раствора в затрубном пространстве, м³;

Объем чистого цементного раствора в затрубном пространстве определяется по формуле:

$$V_{цр}^{зп} = \pi \cdot ((r_c \cdot K_k)^2 - r_{ок}^2) \cdot h_{цр},$$

где r_c - радиус скважины, м;

$r_{ок}$ - радиус обсадной колонны, м;

K_k - коэффициент кавернозности, соответствующий интервалу цементирования;

$h_{цр}$ - высота столба чистого цементного раствора за колонной, м;

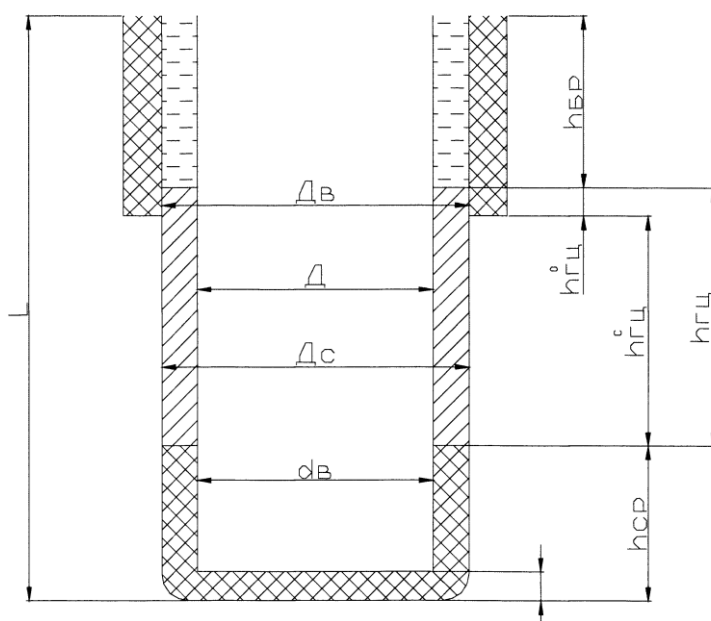


Рисунок 8 Распределение тампонажной смеси

Объём гелцементного раствора в затрубном пространстве определяется по формуле:

$$V_{\text{гц}} = \pi/4 \cdot ((D_c \cdot K_k)^2 - D^2) \cdot h_{\text{цр}}^c + (D_v^2 - D^2) \cdot h_{\text{гц}}^o \quad (91)$$

где L - глубина скважины, м;

D_v - внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны;

D - наружный диаметр обсадной колонны;

D_c - диаметр скважины;

d_v - внутренний диаметр обсадной колонны;

$h_{\text{бр}}$ - расстояние от устья до уровня тампонажной смеси в затрубном пространстве, м;

$h_{\text{цр}}$ - высота столба цементного раствора, м;

$h_{\text{гц}}^o$ - высота столба гелцементного раствора в затрубном пространстве в обсаженном стволе;

$h_{\text{гц}}^c$ - высота столба гелцементного раствора в затрубном пространстве в не обсаженном стволе;

$h_{\text{см}}$ - высота цементного стакана.

Рассчитываем объём цементного стакана по формуле:

$$V_{\text{СТ}} = \pi/4 \cdot d_v^2 \cdot h_{\text{см}}, \quad (92)$$

где d_v - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$h_{\text{см}}$ - высота цементного стакана, м.

Рассчитываем объём тампонажной смеси для каждой секции обсадной колонны:

Кондуктор

$$V_{\text{цр}}^{\text{зн}} = 3.14 \cdot ((0.197 \cdot 1.4)^2 - 0.162^2) \cdot 365 = 57.3 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{гц}} = 3.14/4 \cdot (((0.394 \cdot 1.4)^2 - 0.324^2) \cdot 310 + (0.426^2 - 0.324^2) \cdot 50) = 51.4 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{СТ}} = 3.14/4 \cdot 0.324^2 \cdot 25 = 2.06 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{мс}} = 57.3 + 2.06 + 51.4 = 110.76 \text{ м}^3.$$

Промежуточная колонна

$$V_{\text{цр}}^{\text{зн}} = 3.14 \cdot ((0.147 \cdot 1.3)^2 - 0.122^2) \cdot 200 = 13.75 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{гц}} = 3.14/4 \cdot (((0.295 \cdot 1.3)^2 - 0.244^2) \cdot 975 + (0.324^2 - 0.244^2) \cdot 150) = 72.8 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{СТ}} = 3.14/4 \cdot 0.244^2 \cdot 25 = 4.8 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{мс}} = 13.75 + 4.8 + 72.8 = 91.35 \text{ м}^3$$

Эксплуатационная колонна

$$V_{\text{цр}}^{\text{зн}} = 3.14 \cdot ((0.108 \cdot 1.2)^2 - 0.084^2) \cdot 750 = 23.08 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{гц}} = 3.14/4 \cdot (((0.216 \cdot 1.2)^2 - 0.168^2) \cdot 10 + (0.244^2 - 0.168^2) \cdot 150) = 3.95 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{СТ}} = 3.14/4 \cdot 0.168^2 \cdot 25 = 0.55 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{мс}} = 23.08 + 0.55 + 3.95 = 27.58 \text{ м}^3$$

2. Количество составных компонентов.

Расход цемента на 1 м³ раствора составит:

$$g'_{\text{ц}} = \frac{\gamma_{\text{цр}}}{1 + m}, \quad (93)$$

где m - водоцементное отношение ($m = 0.5$);

$\gamma_{\text{цр}}$ - плотность цементного раствора, кг/м³;

Расход воды на 1 м³ раствора составит:

$$g'_{\text{в}} = m \cdot g'_{\text{ц}}$$

где m - водоцементное отношение ($m = 0.5$);

$g'_{\text{ц}}$ - расход цемента на 1 м³ раствора, кг/м³;

Количество цемента, требуемое для приготовления всего объёма цементного раствора, определяется по формуле:

$$G'_{\text{ц}} = V_{\text{цр}} \cdot g'_{\text{ц}} \cdot K,$$

где $V_{\text{цр}}$ - объём тампонажного раствора, м^3 ;

$g'_{\text{ц}}$ - расход цемента на 1 м^3 раствора, $\text{кг}/\text{м}^3$;

K - коэффициент неизбежных потерь цемента при затворении, ($K=1,05$).

Количество воды, требуемое для приготовления цементного раствора определяется по формуле:

$$G'_{\text{в}} = m \cdot G'_{\text{ц}}, \quad (94)$$

где m - водоцементное отношение;

$G'_{\text{в}}$ - количество цемента необходимое для приготовления всего цементного раствора, кг .

Расход цемента на 1 м^3 гелцементного раствора составит:

$$g'_{\text{ц}} = \frac{\gamma_{\text{гц}}}{1 + M + B}, \quad (95)$$

где M - водоцементное отношение;

B - глиноцементное отношение;

$\gamma_{\text{гц}}$ - плотность гелцементной смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$;

Расход воды на 1 м^3 гелцементного раствора определяют по формуле:

$$g_{\text{в}} = M \cdot g_{\text{ц}} \quad (96)$$

где M - водоцементное отношение;

$g'_{\text{ц}}$ - расход цемента на 1 м^3 раствора, $\text{кг}/\text{м}^3$;

Расход глинопорошка на 1 м^3 раствора определяется по формуле:

$$g_{\text{н}} = B \cdot g_{\text{ц}} \quad (97)$$

где B - глиноцементное отношение;

$g_{\text{ц}}$ - расход цемента на 1 м^3 раствора, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Общее количество цемента для приготовления гелцементной смеси находится по формуле:

$$G_{\text{ц}} = V_{\text{гц}} \cdot g_{\text{ц}} \cdot K, \quad (98)$$

где $V_{\text{гц}}$ - объём гелцементного раствора, м^3 ;

$g_{\text{ц}}$ - расход цемента на 1 м^3 раствора, $\text{кг}/\text{м}^3$;

K - коэффициент неизбежных потерь цемента при затворении, ($K = 1,05$).

Количество воды, требуемое для приготовления гелцементного раствора, находится по формуле:

$$G_{\text{в}} = M \cdot G_{\text{ц}}, \quad (99)$$

где M - водоцементное отношение;

$G_{\text{ц}}$ - количество цемента необходимое для приготовления гелцементного раствора, кг .

Количество наполнителя находим по формуле:

$$G_{\text{н}} = B \cdot G_{\text{ц}}, \quad (100)$$

где B - глиноцементное отношение;

$G_{\text{ц}}$ - количество цемента необходимого для приготовления гелцементного раствора, кг .

На весь объём цементирования суммарное количество цемента составит

$$\Sigma G_{\text{ц}} = G'_{\text{ц}} + G_{\text{ц}}, \quad (101)$$

где $G_{\text{ц}}$ - количество цемента необходимого для приготовления чистого цементного раствора, кг ;

$G_{\text{ц}}$ - количество цемента необходимого для приготовления гелцементного раствора, кг .

Суммарное количество сухого порошка (цемента + наполнитель) находят по формуле:

$$\Sigma G = \Sigma G_{\text{ц}} + G_{\text{н}}, \quad (102)$$

где $\Sigma G_{\text{ц}}$ - общее количества цемента, кг;

$G_{\text{н}}$ - количество наполнителя, кг.

Рассчитываем требуемое количество компонентов для приготовления тампонажной смеси на каждую секцию обсадной колонны:

Кондуктор

$$\begin{aligned} g'_{\text{ц}} &= 1830 / (1 + 0.5) = 1220 \text{ кг/м}^3 \\ g'_{\text{в}} &= 0.5 * 1220 = 610 \text{ кг/м}^3 \\ G'_{\text{ц}} &= (57.3 + 2.06) * 1220 * 1.05 = 76040 \text{ кг} \\ G'_{\text{в}} &= 0.5 * 76040 = 38020 \text{ кг} \\ g_{\text{ц}} &= 1480 / (1 + 1.6 + 0.5) = 477 \text{ кг/м}^3 \\ g_{\text{в}} &= 1.6 * 477 = 764 \text{ кг/м}^3 \\ g_{\text{н}} &= 0.5 * 477 = 238.5 \text{ кг/м}^3 \\ G_{\text{ц}} &= 51.4 * 477 * 1.05 = 25744 \text{ кг} \\ G_{\text{в}} &= 1.6 * 25744 = 41190 \text{ кг} \\ G_{\text{н}} &= 0.5 * 25744 = 12872 \text{ кг} \\ \Sigma G_{\text{ц}} &= 76040 + 25744 = 101784 \text{ кг} \\ \Sigma G &= 101784 + 12872 = 114656 \text{ кг} \end{aligned}$$

Промежуточная колонна

$$\begin{aligned} g'_{\text{ц}} &= 1900 / (1 + 0.5) = 1266 \text{ кг/м}^3 \\ g'_{\text{в}} &= 0.5 * 1266 = 633 \text{ кг/м}^3 \\ G'_{\text{ц}} &= (25.12 + 4.8) * 1266 * 1.05 = 39772 \text{ кг} \\ G'_{\text{в}} &= 0.5 * 39772 = 19886 \text{ кг} \\ g_{\text{ц}} &= 1480 / (1 + 1.6 + 0.5) = 477 \text{ кг/м}^3 \\ g_{\text{в}} &= 1.6 * 477 = 763 \text{ кг/м}^3 \\ g_{\text{н}} &= 0.5 * 477 = 238.5 \text{ кг/м}^3 \\ G_{\text{ц}} &= 72.8 * 477 * 1.05 = 36461 \text{ кг} \\ G_{\text{в}} &= 1.6 * 36461 = 58337 \text{ кг} \\ G_{\text{н}} &= 0.5 * 36461 = 18230 \text{ кг} \\ \Sigma G_{\text{ц}} &= 39772 + 36461 = 76233 \text{ кг} \\ \Sigma G &= 76233 + 18230 = 94463 \text{ кг} \end{aligned}$$

Эксплуатационная колонна

$$\begin{aligned} g'_{\text{ц}} &= 1900 / (1 + 0.5) = 1266 \text{ кг/м}^3 \\ g'_{\text{в}} &= 0.5 * 1266 = 633 \text{ кг/м}^3 \\ G'_{\text{ц}} &= (23.08 + 0.55) * 1266 * 1.05 = 31411 \text{ кг} \\ G'_{\text{в}} &= 0.5 * 31411 = 15705.5 \text{ кг} \\ g_{\text{ц}} &= 1400 / (1 + 1.6 + 0.5) = 451 \text{ кг/м}^3 \\ g_{\text{в}} &= 1.6 * 451 = 721 \text{ кг/м}^3 \\ g_{\text{н}} &= 0.5 * 451 = 255.5 \text{ кг/м}^3 \\ G_{\text{ц}} &= 3.95 * 451 * 1.05 = 1870 \text{ кг} \\ G_{\text{в}} &= 1.6 * 1870 = 2992 \text{ кг} \\ G_{\text{н}} &= 0.5 * 1870 = 935 \text{ кг} \\ \Sigma G_{\text{ц}} &= 31411 + 1870 = 33281 \text{ кг} \\ \Sigma G &= 33281 + 935 = 34216 \text{ кг} \end{aligned}$$

Таблица 33 Количество составных компонентов

Компонент	Кондуктор, кг	Промежуточная колонна, кг	Эксплуатационная колонна, кг	Общее количество компонентов, кг
$G'_{\text{ц}}$	76040	39772	31411	147233
$G'_{\text{в}}$	38020	19886	15705.5	73611.5
$G_{\text{ц}}$	25744	36461	1870	64105
$G_{\text{в}}$	41190	58337	2992	102519

G _н	12872	18230	935	32037
ΣG _ц	101784	76233	33281	21298
ΣG	114656	94463	34216	243335

3.Объем продавочной жидкости определяется по формуле:

$$V_{нж} = \left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{\pi \cdot d_i^2}{4} \cdot l_i \right) \cdot K' \right], \quad (103)$$

где d_i - внутренний диаметр i - ой секции обсадной колонны, м;

l_i - длина i - ой секции обсадной колонны (без учёта высоты цементного стакана нижней секции), м;

K' - коэффициент, учитывающий сжатие пузырьков воздуха в продавочной жидкости и деформацию обсадной колонны, (K' = 1,03).

Расчитываем объем продавочной жидкости для скважины:

$$V_{пж} = (3.14 \cdot 0.324^2 \cdot 725 \cdot 1.03) / 4 + (3.14 \cdot 0.244^2 \cdot 1900 \cdot 1.03) / 4 + (3.14 \cdot 0.168^2 \cdot 2660 \cdot 1.03) / 4 = 214 \text{ м}^3$$

4.Объем буферной жидкости

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

Минимальный объем буферной жидкости составляет:

$$V_{бж}^{мин} = \pi / 4 \cdot ((D_c \cdot K_k)^2 - D^2) \cdot h_{бж}^{мин}, \quad (104)$$

где D_c-диаметр скважины, м;

D - наружный диаметр обсадной колонны, м;

K_k - коэффициент кавернозности);

h_{бж}^{мин} - минимально необходимая высота столба буферной жидкости затрубном пространстве, м;

Во избежание выброса вследствие снижения гидростатического давления, так как γ_{бр} > γ_{бж} необходимо найти максимальное количество закачиваемой в скважину буферной жидкости из условия отсутствия выброса по формуле:

$$V_{бж}^{макс} = \pi / 4 \cdot ((D_c \cdot K_k)^2 - D^2) \cdot h_{бж}^{макс}, \quad (105)$$

где D_c - диаметр скважины, м;

D - наружный диаметр обсадной колонны, м;

K_k - коэффициент ковернозности);

h_{бж}^{макс} -максимальная высота столба буферной жидкости в затрубном пространстве, м, определяется по формуле:

$$h_{бж}^{макс} = \frac{0,01 \cdot L \cdot \gamma_{бр} - P_{пл}}{0,01 \cdot (\gamma_{бр} - \gamma_{бж})}, \quad (106)$$

где L - глубина скважины, м;

P_{пл} - пластовое давление, МПа;

γ_{бр} - плотность бурового раствора, кг/м³;

γ_{бж} - плотность буферной жидкости, кг/м³;

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

$$V_{\text{бж}}^{\text{макс}} > V_{\text{бж}} > V_{\text{бж}}^{\text{мин}}, \quad (107)$$

Рассчитываем объем буферной жидкости для промежуточной и эксплуатационной колонн:

Промежуточная колонна

$$V_{\text{бж}}^{\text{мин}} = 3.14/4 \cdot ((0.295 \cdot 1.3)^2 - 0.244^2) \cdot 132.5 = 9.14 \text{ м}^3$$

$$h_{\text{бж}}^{\text{макс}} = (0.01 \cdot 1900 \cdot 1140 - 19) / 0.01(1140 - 1000) = 15457 \text{ м}$$

$$V_{\text{бж}}^{\text{макс}} = 3.14/4 \cdot ((0.295 \cdot 1.3)^2 - 0.244^2) \cdot 15457 = 1066 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{бж}} = 0,2 \cdot (91.35 + 91,8) = 36,6 \text{ м}^3$$

Так условие выполняется, то принимаем объем буферной жидкости $V_{\text{бж}} = 36,6 \text{ м}^3$.

Эксплуатационная колонна

$$V_{\text{бж}}^{\text{мин}} = 3.14/4 \cdot ((0.216 \cdot 1.2)^2 - 0.168^2) \cdot 91 = 2.85 \text{ м}^3$$

$$h_{\text{бж}}^{\text{макс}} = (0.01 \cdot 2660 \cdot 1100 - 27.4) / 0.01(1100 - 1000) = 29232 \text{ м}$$

$$V_{\text{бж}}^{\text{макс}} = 3.14/4 \cdot ((0.216 \cdot 1.2)^2 - 0.168^2) \cdot 29232 = 917.8 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{бж}} = 0,2 \cdot (58.9 + 27) = 17.2 \text{ м}^3$$

Так условие выполняется, то принимаем объем буферной жидкости $V_{\text{бж}} = 17.2 \text{ м}^3$.

Таблица 34 Параметры цементированния

Параметр	Объем, м ³
$V_{\text{цр}}^{\text{зп}}$ (объем чистого цементного раствора в затрубном пространстве)	94.13
$V_{\text{гц}}$ (объем гелцементного раствора в затрубном пространстве)	128.15
$V_{\text{ст}}$ (объем цементного стакана,)	0.55
$V_{\text{мс}}$ (объем тампонажной смеси)	228.83
$V_{\text{пж}}$ (объем продавочной жидкости)	214
$V_{\text{бж}}$ (объем буферной жидкости)	53.8

Практическая работа № 33 -34

РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА ПРОЧНОСТЬ

4 часа

1.Цель работы

Изучить методику расчета обсадной колонны (далее –ОК) на прочность и приобрести практические навыки расчета эксплуатационной колонны на прочность

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

3.1.Изучить рекомендации по расчету эксплуатационной колонны на прочность

3.2. Рассчитать ОК на прочность по материалам месторождений

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Изучение методики (схемы для расчетов)

4.3. Расчеты

Технология выполнения

Основная задача расчёта сводится к:

1. Выбору главных нагрузок;
2. Определению периода времени, когда эти нагрузки достигают максимальных значений;
3. Расчёту величины этих нагрузок;
4. Подбору обсадных труб и оснастки с соответствующими прочностными характеристиками.

В конечном итоге, ОК в любом сечении по длине должна соответствовать действующим нагрузкам.

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОК

1. **Спуск ОК** *(в процессе спуска обсадная колонна периодически подвешивается в клиновом захвате для наращивания очередной трубы, проводятся промежуточные промывки заколонного пространства, долив колонны с незаполняющимся обратным клапаном, расхаживание и вращение колонны в местах посадок):*

- осевое растяжение под действием собственного веса, при расхаживании за счёт сил инерции и трения, от внутреннего гидродинамического давления при промывках;
- осевое сжатие (за счёт выталкивающей силы и веса колонны при посадках);
- радиальное смятие (клиновой захват, наружное избыточное давление при незаполненной колонне);
- кручение (при свинчивании труб и вращении колонны);
- радиальное растяжение за счёт внутренних избыточных гидростатических давлений и гидродинамических давлений (при промывках);
- изгиб (за счёт профиля, веса колонны при посадках и за счёт выталкивающей силы).

2. **Процесс цементирования** *(заключается в закачке в обсадную колонну тампонажной смеси и продавке её в затрубное пространство. При этом*

обсадная колонна может подвешиваться на талевой системе буровой установки и для повышения качества цементирования расхаживаться):

- осевое растяжение от собственного веса, от гидродинамических внутренних давлений и от сил инерции и трения при расхаживании;
- осевое сжатие (от действия выталкивающей силы)
- изгиб (за счёт профиля и действия выталкивающей силы);
- радиальное смятие (за счёт наружных избыточных гидростатических и гидродинамических давлений);
- радиальное растяжение (за счёт внутренних избыточных и гидростатических и гидродинамических давлений).

3. Заключительные работы (на этапе заключительных работ по цементированию обсадная колонна подвешивается в колонной головке с последующим контролем качества цементирования проверкой герметичности. Герметичность проверяется двумя способами; опрессовкой и снижением уровня):

- осевое растяжение (после ОЗЦ колонна натягивается и закрепляется в колонной головке натяжением);
- радиальное растяжение (избыточное внутреннее давление при опрессовке);
- радиальное смятие (наружное избыточное давление при проверке герметичности снижением уровня);

4. Испытание и освоение (скважина законченная бурением и креплением подлежит испытанию и освоению. При испытании разведочных скважин или освоении добывающих производится перфорация колонны в интервале продуктивного пласта и вызов притока снижением давления в скважине):

- радиальное смятие (при вызове притока возникает избыточное наружное давление;
- радиальное растяжение (внутреннее избыточное давление после заполнения колонны пластовым флюидом и закрытом устье).

5. Эксплуатация (в процессе эксплуатации скважины давление пластового флюида постоянно снижается, достигая минимума в конце эксплуатации. Для интенсификации притока в добывающей скважине могут проводиться работы по воздействию на призабойную зону пласта, например гидроразрыв, закачка цементного раствора при ремонтных работах, возможен также перевод добывающей скважины на нагнетательную):

- радиальное смятие (за счёт избыточного наружного давления при снижении уровня флюида или давления газа в колонне в конце эксплуатации);
- радиальное растяжение (за счёт избыточного внутреннего давления при гидроразрыве пород, переводе скважины в нагнетательную и ремонтных работах)

Анализ всех рассмотренных выше нагрузок, проведённых специалистами с применением теоретических расчётов и в экспериментах, показал, что **наиболее опасными для обсадных колонн являются нагрузки от действия статических избыточных наружных и внутренних давлений и осевые растягивающие (сжимающие) нагрузки от собственного веса.** На эти виды нагрузок производится расчёт обсадных колонн и выбор труб для них с учётом коэффициентов запаса, которые мы с вами уже записали. В инструкции по расчёту обсадных колонн, на все эти виды нагрузок даны критические значения для различных типов труб по ГОСТ 632-80.

ВИДЫ СТАТИЧЕСКИХ ДАВЛЕНИЙ В СКВАЖИНЕ:

На всех рассмотренных выше этапах работы с обсадными колоннами имеют место следующие виды давлений в скважине, которые могут учитываться при расчёте статических избыточных внешних и внутренних давлений.

1. Гидростатическое давление столба воды;
2. Гидростатическое давление столба БР;

3. Давление столба буферной жидкости;
4. Давление столба пластового флюида;
5. Давление столба тампонажной раствора;
6. Давление составного столба различных жидкостей;
7. Давление столба цементного камня;
8. Давление столба составного различных жидкостей и цементного камня;
9. Давление пластовое (Измеряется или прогнозируется);
10. Давление горное.

Для жидких сред поз. 1 – 6 давление определяется по законам гидростатики, для позиций 1-5 по формуле:

$$P_{1-5} = \rho_{1-5} g h_{1-5}, \quad \text{Па}$$

а для поз. 6 по формулам (т.к. жидкость не сжимаема):

$$\sum P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = g (\rho_1 h_1 + \rho_2 h_2 + \rho_3 h_3 + \rho_4 h_4); \quad \sum P = \rho_{\text{СРВ}} g L; \quad \rho_{\text{СРВ}} = (\rho_1 h_1 + \rho_2 h_2 + \rho_3 h_3 + \rho_4 h_4) : (h_1 + h_2 + h_3 + h_4 = L);$$

Давление столба цементного камня $P_{\text{ЦК}}$ (поз. 7) определяется по формуле:

$$P_{\text{ЦК}} = \rho_{\text{ТР}} g h_{\text{ЦК}} (1 - \kappa), \quad \text{Па}$$

где: κ – коэффициент разгрузки, связанной с твердением цементного раствора, который определяется из таблицы

Во всех формулах $[\rho] = \text{кг/м}^3$, $[h] = \text{м}$.

Диаметры ОТ	К
114-178	0,25
194-245	0,3
273-324	0,35
340 и более	0,4

Давление составного столба цементного камня и жидкости $P_{\text{ЦК+Ж}}$ равно:

$$P_{\text{ЦК+Ж}} = P_{\text{ЦК}} + P_{\text{Ж}}$$

Пластовое давление при расчётах обсадных колонн берётся прогнозируемое, либо фактически измеренное путём определения избыточного давления на загерметизированном устье скважины в конце проводки скважины. Пластовое давление берётся среднее по интервалу и учитывается на интервале пласта ± 50 м.

Горное давление представляет опасность для обсадных колонн только со стороны текучих пород в интервале этих пород ± 50 м.. В этом случае оно определяется по формуле:

$$P_{\text{Г}} \text{ для текучих пород} = \rho_{\text{ГОРНОЕ}} g L, \quad \text{Па}$$

$$\text{где } \rho_{\text{ГОРНОЕ}} = 2600 \text{ кг/м}^3;$$

L –средняя глубина залегания ТП.

ОБЩИЙ ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ СХЕМ И ФОРМУЛ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ $P_{\text{НИ}}$

1. Определиться с категорией скважины (добывающая, нагнетательная, нефтяная или газовая, поисковая или разведочная);
2. Построить схему расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбрать расчётные точки;
3. Определяем наличие текучих пород. При отсутствии таких пород исключить из расчёта интервалы действия горного давления;
4. Определяем расчётным путём соотношение между $P_{\text{ПЛ}}$ и $\sum P_{\text{ГС}}$ (если $P_{\text{ПЛ}} \leq \sum P_{\text{ГС}}$, то определяем по $\sum P_{\text{ГС}}$);
5. Для выбранной схемы определяем $P_{\text{НИ}}$:
 - ✓ конец продавки тампонажной смеси;
 - ✓ проверка герметичности снижением уровня;
 - ✓ для операции вызова притока;
 - ✓ период конца эксплуатации.
6. Для каждого случая перечисленного в п.5 строятся графики $P_{\text{НИ}}$ в координатах «глубина – $P_{\text{НИ}}$ ». Изменение давления по глубине между расчётными точками

принимается прямолинейным. Пример такого графика и соответствующей схемы при вызове притока снижением уровня приведён на рисунке:

7. Строится обобщённый график по точкам с наибольшими значениями $P_{ни}$. Этот график используется в дальнейшем для расчёта ОК.

На практике $P_{ни}$ достигает максимума в конце эксплуатации.

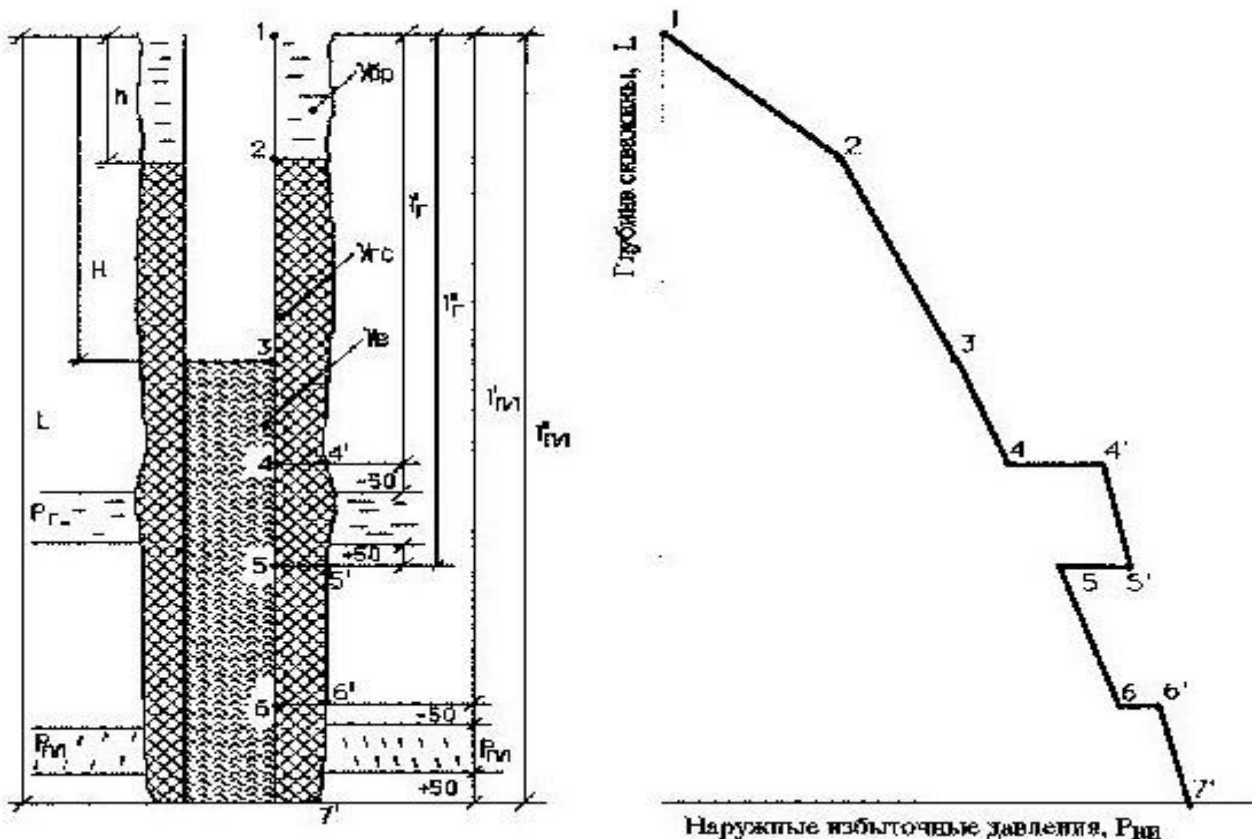


Рисунок 9 распределение давлений

РАСЧЁТ НАРУЖНЫХ ИЗБЫТОЧНЫХ ДАВЛЕНИЙ

На ОК скважины действует давление со стороны кольцевого пространства, называемое $P_{н}$ (наружное давление) и действует давление внутри колонны $P_{в}$ (внутреннее давление), разность этих давлений составляет $P_{ни}$. В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. $P_{ни} = P_{н} - P_{в}$; $P_{ни} \Rightarrow \max$. Имеются три таких случая.

1 случай: При цементировании

- в конце продавки ТС и снятом на устье давлении;

2 случай: При снижении уровня жидкости в колонне:

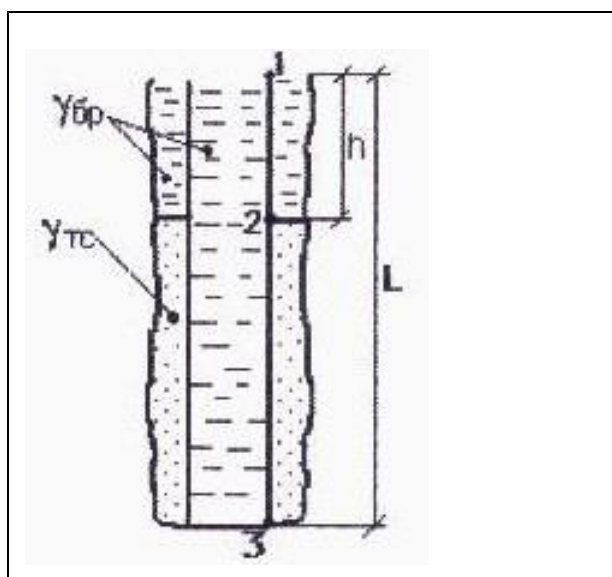
- при испытании на герметичность снижением уровня;
- вызов притока (в начале эксплуатации).

3 случай: Конец эксплуатации

- снижение уровня флюида для нефтяных скважин, снижение давления для газовых скважин.

ПЕРВЫЙ СЛУЧАЙ

Схема 1,3.– цементирование колонны без выхода тампонажного раствора на устье



Точка 1 → устье скважины

$$P_{ни} = P_n - P_v; \quad P_n = 0; \quad P_v = 0; \quad P_{ни} = 0.$$

Точка 2 → уровень ТС за колонной

$$P_{ни} = P_n - P_v; \quad P_n = \rho_{БР} g h; \quad P_v = \rho_{ПЖ} g h; \quad P_{ни} = (\rho_{БР} - \rho_{ПЖ}) g h$$

Точка 3 → забой скважины

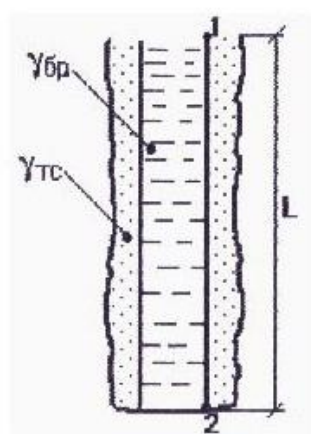
$$P_{ни} = P_n - P_v; \quad P_n = g (\rho_{БР} \cdot h + \rho_{ТР} (L - h));$$

$\rho_{ТР}$ может быть принята как средневзвешенная;

$$P_v = \rho_{ПЖ} g L;$$

$$P_{ни} = g [\rho_{БР} h + \rho_{ТР} (L - h) - \rho_{ПЖ} L] \text{ Па.}$$

Схема 2,4 – цементирование колонны до устья



Точка 1 → $P_{ни} = 0$

Точка 2 → $P_{ни} = (\rho_{ТР} - \rho_{ПЖ}) g L$

Данные для расчёта должны быть заданы: $\rho_{БР}$, $\rho_{ТР}$, $\rho_{ПЖ}$, L , h .

ВТОРОЙ СЛУЧАЙ

характерный для периода начала эксплуатации при котором производят снижение уровня жидкости в колонне

За P_v принимается:

1. Давление столба воды ρ_g (при испытании на герметичность). Значения величины снижения уровня при испытании колонны на герметичность производят в соответствии с инструкцией по расчёту обсадных колонн, по таблице:

Таблица 34 величины снижения уровня при испытании колонны

Глубина скважины, м	до 500	500-1000	1000-1500	1500-2000	Более 2000
Величина снижения уровня, м не менее	400	500	650	800	1000

2. Давление столба нефти или азрированной жидкости ρ_n (при вызове притока) или величина депрессии ΔP (при отсутствии достоверно обоснованных данных может быть принята равной $\Delta P = 0,5 P_{пл}$).

За P_H принимается:

1. В не зацементированном интервале ($0 - h$) – давление столба БР
2. В зацементированном интервале ($h - L$) давление составного столба от БР и столба цементного камня по формулам которые мы записали выше
3. При наличии текучих пород принимается $P_{ГОРНОЕ}$ (анализируется интервал их расположения в разрезе ± 50 м);
4. При АВПД принимается $P_{ПЛ}$ (интервал ± 50 м), если $P_{ПЛ} > \sum P_{ГС} = P_{БР} + P_{ЦК}$.
5. Для первых на площади разведочных 2 – 3 скважин за P_H принимается давление БР в интервале, где закончилось бурение ($P_{БР}$).
6. *Схема 3. – цементирование колонны без выхода тампонажного р-ра на устье*
Схема 4. – подобно схеме 3, исключая столб h

ТРЕТИЙ СЛУЧАЙ

соответствующий концу эксплуатации скважины.

Схема 5 цементирование колонны без выхода тампонажного р-ра на устье

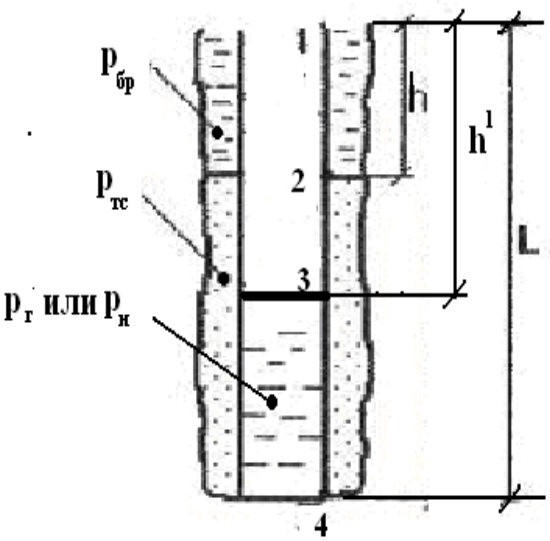
<p>Схема5</p> 	<p>За P_B принимается:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Давление столба нефти в скважине в конце эксплуатации (для нефтяных скважин). 2. Максимальное снижение уровня пластовой нефти H в конце эксплуатации нефтяной скважины при отсутствии промысловых данных может быть принята равной $H = 2/3 L$, где L глубина скважины. 3. Остаточное давление газа в скважине для газовых скважин, которое задаётся экономической целесообразностью её дальнейшей эксплуатации. При отсутствии промысловых данных минимальное давление газа в конце эксплуатации может быть принято равным: $P_{мин} = 0,5 - 1$ МПа. <p>За P_H принимается:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. В не зацементированном интервале ($0 - h$) – давление столба БР; 2. В зацементированном интервале ($h - L$) давление составного столба от БР и столба цементного камня по формулам которые мы записали выше; 3. При наличии текучих пород принимается $P_{ГОРНОЕ}$ (анализируется интервал их расположения в разрезе ± 50 м); 4. При АВПД принимается $P_{ПЛ}$(интервал ± 50 м), если $P_{ПЛ} > \sum P_{ГС} = P_{БР} + P_{ЦК}$. 5. Для первых на площади разведочных 2 – 3 скважин за P_H принимается давление БР в интервале, где закончилось бурение ($P_{БР}$).
--	---

Схема 6 подобно схеме 5, исключая столб h

РАСЧЁТ ВНУТРЕННИХ ИЗБЫТОЧНЫХ ДАВЛЕНИЙ

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для внешних избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. $P_{ВИ} = P_B - P_H$; $P_{ВИ} \Rightarrow \max$. Имеются два таких случая.

1 случай:

Конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения.

2 случай:

Опрессовка колонны с целью проверки её герметичности.

ПЕРВЫЙ СЛУЧАЙ

который встречается в период цементирования в конце продавки ТС. Известно, что при цементировании максимальные давления в цементирующей головке $P_{ЦГ}$ возникают в

конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп-кольцо. Величина этого давления составит:

$$P_{ЦГ} = \Delta P_{ГС} + P_{ГД} + P_{СТ}$$

где: $\Delta P_{ГС}$ – разность гидростатических давлений, возникающих из-за разности

плотностей жидкости в затрубном пространстве и внутри колонны;

$P_{ГД}$ – гидродинамическое давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений жидкости при движении её внутри колонны и в затрубном пространстве;

$P_{СТ}$ – дополнительное давление, возникающее при получении сигнала “стоп”.

Гидродинамическое давление ориентировочно может быть найдено по эмпирической формуле:

$$P_{ГД} = 0,002 L + 1,6, \text{ МПа.}$$

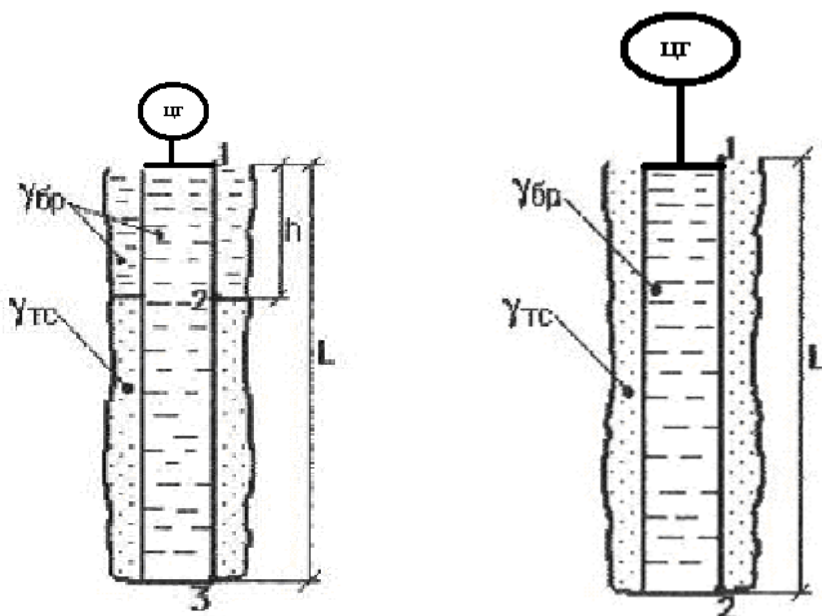
Величина $\Delta P_{ГС}$ для случая цементирования до устья равна $(\rho_{ТР} - \rho_{БР}) g L$, в противном случае равна $(\rho_{ТР} - \rho_{БР}) g (L-h)$, где h – уровень тампонажного раствора.

Для этих двух случаев приводим схемы расчётов 1 и 2.

Схема 7. – цементирование колонны без выхода тампонажного р-ра на устье

7

8



Точка 1 → устье скважины

$$P_{ВИ} = P_B - P_H; \quad P_H = 0; \quad P_B = P_{ЦГ}; \quad P_{ВИ} = P_{ЦГ}.$$

Точка 2 → уровень ТС за колонной

$$P_{ВИ} = P_B - P_H; \quad P_H = \rho_{БР} g h; \quad P_B = P_{ЦГ} + \rho_{БР} g h; \quad P_{ВИ} = P_{ЦГ}$$

Точка 3 → забой скважины

$$P_{ВИ} = P_B - P_H; \quad P_H = \rho_{БР} g h + \rho_{ТС} g (L - h);$$

$\rho_{ТС}$ может быть принята как средневзвешенная;

$$P_B = P_{ЦГ} + \rho_{БР} g L; \quad P_{ВИ} = P_{ЦГ} - (\rho_{ТР} - \rho_{БР}) g (L - h); \quad \text{Па}$$

Схема 8 – цементирование колонны до устья

$$\text{Точка 1} \rightarrow P_{ВИ} = P_B - P_H; \quad P_{НИ} = 0; \quad P_B = P_{ЦГ}; \quad P_{ВИ} = P_{ЦГ}$$

$$\text{Точка 2} \rightarrow P_{ВИ} = P_{ЦГ} - (\rho_{ТР} - \rho_{БР}) g L \quad \text{Па}$$

ВТОРОЙ СЛУЧАЙ

характерный для опрессовки скважины.

В этом случае:

$$P_B = P_{ОП} + P_{ГС}$$

1. $P_{оп}$ - давление опрессовки обсадной колонны. В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» величина давления опрессовки $P_{оп}$ должна составлять:

$$P_{оп} = 1,1 P_y$$

где: P_y – максимальное ожидаемое давление на устье.

Для добывающих скважин максимальное давление на устье возникает в начальный момент эксплуатации при закрытом устье. Для нефтяных скважин это давление составит:

$$P_y = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot L$$

где: $P_{пл}$ – пластовое давление в МПа;

L – глубина измерения пластового давления, м;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³.

Для газовых скважин полностью заполненных газом при закрытом устье в начальный момент это давление равно:

$$P_y = P_{пл} / e^s$$

где: e – основание натурального логарифма;

$s = 10^{-4} \rho_{отн} L$ (упрощённая формула);

$\rho_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху, обычно равная 0,6.

В тех случаях, если в процессе эксплуатации скважины возникает необходимость гидроразрыва пласта и давление для этой технологической операции превышает рассчитанные по вышеприведённым формулам, то в качестве максимального устьевого давления принимают давление гидроразрыва пласта.

Для скважин других категорий максимальное давление на устье определится необходимым давлением для производства соответствующей технологической операции - нагнетание рабочей жидкости для поддержания пластового давления и др.

В любом случае давление опрессовки $P_{оп}$ не должно быть ниже минимальных $P_{опмин}$, то есть $P_{оп} \geq P_{опмин}$, которые в инструкции по расчёту обсадных колонн даны в виде таблицы:

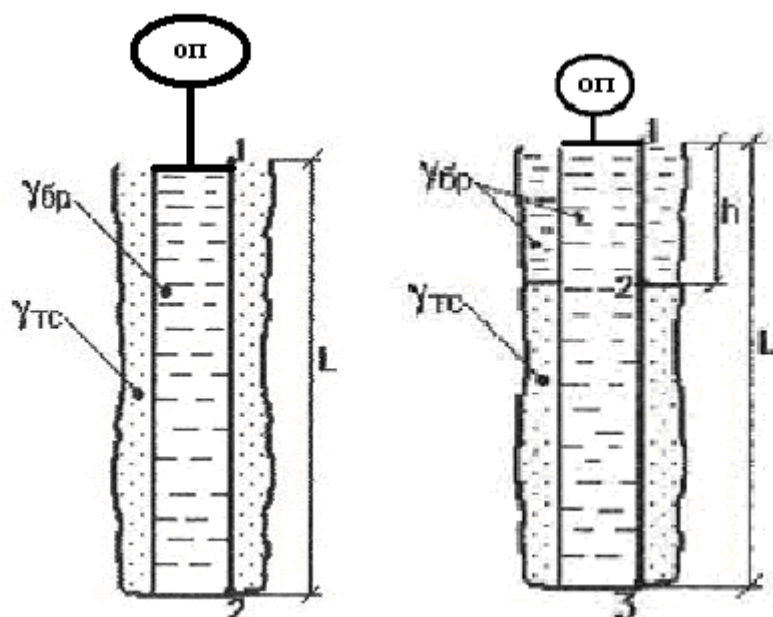
Таблица 35- давления опрессовки

Диаметр обсадных колонн, мм	114-127	140-146	168-174	178-194	219-351	273-351	397-508
$P_{опмин}$ Атм (МПа)	150 (15)	125 (12,5)	115 (11,5)	95 (9,5)	90 (9)	75 (7,5)	65 (6,5)

2. $P_{гс}$ - гидростатическое давление столба жидкости, которой производится опрессовка скважины.

За P_n принимается:

1. В не зацементированном интервале (0 - h) – давление столба БР;
2. В зацементированном интервале (h - L) давление составного столба от БР и столба цементного камня по формулам которые мы записали выше;
3. При наличии текучих пород принимается $P_{горное}$ (анализируется интервал их расположения в разрезе ± 50 м);
4. При АВПД принимается $P_{пл}$ (интервал ± 50 м), если $P_{пл} > \sum P_{гс} = P_{бр} + P_{цк}$.
5. Для первых на площади разведочных 2 – 3 скважин за P_n принимается давление БР в интервале, где закончилось бурение ($P_{бр}$).



По данным расчета, как и для случая наружных избыточных давлений, строятся графики внутренних избыточных давлений для момента конца продавки ТС и периода опрессовки в координатах “глубина Р_{ви}”. Затем по ним строится совмещенный график внутренних избыточных давлений, который используется при расчетах секций обсадных колонн. Определение страгивающих нагрузок на растяжение производится при расчетах параметров ОК, так как в этом случае необходимо знать вес её секций.

Практическая работа № 35

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБЪЁМА БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков определения необходимого для цементирования объема буферной жидкости

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

- 3.1.Изучить методику расчета объема буферной жидкости
- 3.2. Рассчитать объем буферной жидкости

4. Требования к отчету

- 4.1. Номер работы
- 4.2. Расчеты

Технология выполнения

Буферная жидкость закачивается в обсадную колонну перед тампонажной смесью и выполняет следующие функции.

1. Отделяет в затрубном пространстве тампонажную смесь от вышерасположенного бурового раствора, что препятствует их смешиванию. В противном случае при смешивании тампонажного и бурового раствора часто образуется труднопрокачиваемая смесь.
2. Очищает стенки скважины от глинистой корки, что в дальнейшем улучшает контакт цементного камня с породой.
3. Облегчает процесс вытеснения бурового раствора, обеспечивая большую степень замещения бурового раствора цементным.

Применения буферных жидкостей значительно повышает качество цементирования.

В качестве буферных жидкостей применяются следующие:

1. Вода, используется в разрезе достаточно устойчивых пород, когда удаление глинистой корки не приводит к осложнению ствола скважины.
2. Буферные жидкости с малой водоотдачей – это водные растворы различных химических реагентов, снижающих водоотдачу.
3. Буферные жидкости на нефтяной основе применяются в случае, когда бурение проводилось на РНО.
4. Водные растворы солей (NaCl , CaCl_2) применяются в разрезах, имеющих пачки солевых отложений, обладают способностью к регулированию плотности в широких пределах ($1,0 - 1,60 \text{ г/см}^3$).
5. Водные растворы кислот (чаще всего 8-15 % раствор соляной кислоты) способствует растворению карбонатных пород и глинистой корки.
6. Эрозионные буферные жидкости (водопесчаные смеси), содержащие до 30 % песка, способствуют разрушению глинистой корки.
7. Аэрированные буферные жидкости применяются при наличии в разрезе зон поглощений.
8. Незамерзающие буферные жидкости на основе 30 % водного раствора диэтиленгликоля с температурой замерзания – 30^0 C , применяются в районах с наличием многолетнемерзлых пород.
9. Вязкоупругий разделитель (ВУР) представляет из себя желеобразное вещество на основе различных полимеров, обладает исключительно высокой способностью к вытеснению бурового раствора.

Тип буферной жидкости определяется конкретными геологическими условиями проведения работ.

Объем буферной жидкости должен обеспечивать выполнение перечисленных выше функций. Так как 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 зависеть 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.

Первый вариант расчета

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

$$V_{\text{бж}}^{\text{мин}} < V_{\text{бж}} < V_{\text{бж}}^{\text{макс}} \quad (111)$$

Ориентировочно номинальный объем буферной жидкости можно найти из выражения

$$V_{\text{бж}} = 0.2 * (V_{\text{тс}} + V_{\text{пж}}), \quad (112)$$

где $V_{\text{тс}}$ и $V_{\text{пж}}$ - 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

$$h_{\text{бж}} = V * t, \text{ а объем} \quad (113)$$

$$V_{\text{бж}} = \frac{\pi}{4} * (D_c^2 - D^2) * h_{\text{бж}}$$

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 $h_{\text{бж}}^{\text{мин}}$ и находится её минимальный объем. находится максимальная высота буферной жидкости максимальный объем. Определяется номинальный объем 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.

Второй вариант расчета

Объем буферной жидкости зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства и определяется как произведение:

$$V_{\text{БЖ}} = S_K v_{\text{ВП}} t \quad (114)$$

где $S_K = \pi (D_{\text{СКВ}}^2 k - D_{\text{ОК}}^2) / 4$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства, м^2 ;

$v_{\text{ВП}}$ – скорость восходящего потока, м/с ($v_{\text{ВП}} \geq 1 \text{ м/с}$);

t - время контакта, с ($t=420-480 \text{ с}$);

k – коэффициент кавернозности, учитывающий увеличение объёма затрубного пространства за счёт образовавшихся каверн, открытых трещин и пор в стенках скважины.

Анализ показывает, что время контакта буферной жидкости со стенками скважины играет существенную роль в эффективности цементирования. При времени контакта менее 7 мин в 50 % случае качество цементирования было неудовлетворительным и требовалось повторное цементирование.

За оптимальную для цементирования эксплуатационных колонн скорость восходящего потока принимают 1,8 - 2 м/с , для кондуктора и промежуточных колонн 1,5 м/с . Эти скорости обеспечивают наилучшее замещение вытесняемого раствора за счет равномерного подъёма буферной жидкости и тампонажного раствора вокруг колонны (отсутствие “языков”) и турбулентного режима течения.

Практическая работа № 36

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБЪЁМА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

2 часа

1. Цель работы

Приобретение практических навыков определения необходимого для цементирования объема цементного раствора

2. Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания

3. Задание

3.1. Изучить методику расчета объема цементного раствора

3.2. Рассчитать объем цементного раствора

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

Технология выполнения

Объем тампонажного раствора $V_{\text{ТР}}$ (в м³) определяется как сумма объема кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объема кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны, с учетом коэффициента кавернозности, и объема цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{\text{ТР}} = \pi [(D_{\text{СКВ}}^2 k - D_{\text{ОК}}^2) (L - H_{\text{К}}) + (d_{\text{КОН}}^2 - D_{\text{ОК}}^2) H_{\text{ЦК}} + d_{\text{НОК}}^2 h_{\text{СТ}}] / 4, \quad (115)$$

где: k – коэффициент кавернозности (обычно находится в пределах 1,05 – 1,4);

$D_{\text{СКВ}}$ – диаметр скважины, м;

$D_{\text{ОК}}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$d_{\text{КОН}}$ – внутренний диаметр кондуктора, м;

$d_{\text{НОК}}$ – внутренний диаметр низа обсадной колонны, м;

L – глубина скважины по стволу, в м;

$H_{\text{К}}$ – глубина спуска кондуктора по стволу, м;

$H_{\text{ЦК}}$ – высота подъема цементного раствора от башмака кондуктора по стволу, м;

$h_{\text{СТ}}$ – высота цементного стакана в обсадной колонне (расстояние между башмаком обсадной колонны и местом установки кольца “Стоп”), м.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учетом водотвёрдого (водоцементного) отношения рекомендуемого поставщиком и оптимальной плотности цементного раствора, которая для бездобавочного цемента равна 1850 кг/м³, а для облегченного может быть 1300 кг/м³

По значениям $\rho_{\text{ТР}}$ (в кг/м³) и выбранного (или подобранного в результате лабораторных испытаний) водотвёрдого отношения m предварительно определяют среднюю плотность твердой фазы $\rho_{\text{Т}}$ (в кг/м³) тампонажного раствора:

$$\rho_{\text{Т}} = \rho_{\text{ТР}} / [1 - m (\rho_{\text{ТР}} / \rho_{\text{Ж}} - 1)] \quad (116)$$

где $\rho_{\text{Ж}}$ – плотность жидкости затворения, определяемая в процессе подбора рецептуры

(если необходима модификация свойств тампонажного раствора, если нет, то $\rho_{\text{ж}} = 1000 \text{ кг/м}^3$) или по рекомендации поставщика тампонажной смеси, кг/м^3 .

Масса тампонажного материала G (в тоннах), необходимая для приготовления 1 м^3 раствора,

$$G = \rho_{\text{т}} (\rho_{\text{тр}} - \rho_{\text{ж}}) / (\rho_{\text{т}} - \rho_{\text{ж}}) \quad (117).$$

Необходимый объем тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны определяется по формуле (2).

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора

$$G_{\text{сух}} = K_{\text{ц}} G V_{\text{тр}}, \quad (118)$$

где $K_{\text{ц}} = 1,03 \div 1,05$ - коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах.

Расход сухого тампонажного материала на 1 м^3 воды затворения (в тоннах)

$$G_1 = \rho_{\text{т}} m \quad (119)$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м^3)

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} G_{\text{сух}} / G_1, \quad (120)$$

где $K_{\text{в}} = 1,08 \div 1,10$ - коэффициент, учитывающий потери воды.

Количество химических реагентов (в л - для жидких и в кг - для сухих веществ), необходимое для обработки 1 м^3 воды затворения, определяется по формуле

$$Q_{\text{хр}} = 10 G_1 a, \quad (121)$$

где a - содержание химических реагентов по отношению к массе сухого тампонажного материала (определяется лабораторными испытаниями), %

Общее количество химических реагентов для обработки всего объема воды затворения.

$$G_{\text{хр}} = Q_{\text{хр}} V_{\text{в}} \quad (122)$$

Таблица 36 Исходные данные

Наименование параметров	Условное обозначение	Кондуктор	Промежуточная	Эксплуатационная
Исходные данные				
Диаметр обсадной колонны, мм	D	323.9	244.5	168.3
Глубина спуска по вертикали, м	H	700	1900	3300
Глубина спуска по длине ствола, м	L	700	1900	3300
Высота столба тампонажного раствора за обсадной колонной (по вертикали), м:				
- плотностью 1.40 г/см^3 ;	$\rho_{\text{лц}}$	-	-	1190
- плотностью 1.48 г/см^3 ;	$\rho_{\text{лц}}$	350	1150	-
- плотностью 1.83 г/см^3 ;	$\rho_{\text{ц}}$	350	-	-
- плотностью 1.90 г/см^3 ;	$\rho_{\text{ц}}$	-	200	710
Градиент давления гидроразрыва пород на глубине установки башмака колонны, $\text{кгс/см}^2 \cdot \text{м}$	град.	0.200	0.180	0.150
Глубина установки муфты ступенчатого цементирования по вертикали, м	M	-	-	-

Практическая работа № 37

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБЪЁМА ПРОДАВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

2 часа

1. Цель работы

Приобретение практических навыков определения необходимого для цементирования объема продавочной жидкости

2. Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания

3. Задание

3.1. Рассчитать объем продавочной жидкости

3.2. Ответить на контрольные вопросы

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

4.3. Ответы на контрольные вопросы

Технология выполнения

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.

Первый вариант расчета

$$V_{ок} = \sum \left(\frac{\pi \cdot d_i^2}{4} \cdot l_i \right) \quad (123),$$

где d_i – внутренний диаметр соответствующей секции обсадной колонны

l_i – длина соответствующей секции (без учета высоты цементного стакана нижней секции)

Объем продавочной жидкости определяется как

$$V_{пж} = V_{ок} \cdot K \quad (124),$$

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

Второй вариант расчета

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{пж}$ (м³) выполняем по формуле:

$$V_{пж} = k_{пж} \pi [(d_{ок}^2 L - d_{нок}^2 h_{ст}) / 4], \quad (125)$$

где: $k_{пж}$ - коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (для глинистого раствора $k_{пж} = 1,03 - 1,05$).

$d_{ок}$ – средневзвешенный внутренний диаметр обсадной колонны, м.

Таблица 37 Исходные данные

Наименование параметров	Условное обозначение	Кондуктор	Промежуточная	Эксплуатационная
Исходные данные				
Диаметр обсадной колонны, мм	D	323.9	244.5	168.3
Глубина спуска по вертикали, м	H	700	1900	3300
Глубина спуска по длине ствола, м	L	700	1900	3300
Высота столба тампонажного раствора за обсадной колонной (по вертикали), м:				
- плотностью 1.40 г/см ³ ;	$\rho_{пц}$	-	-	1190
- плотностью 1.48 г/см ³ ;	$\rho_{пц}$	350	1150	-
- плотностью 1.83 г/см ³ ;	$\rho_{ц}$	350	-	-
- плотностью 1.90 г/см ³ ;	$\rho_{ц}$	-	200	710
Градиент давления гидроразрыва пород на глубине установки башмака колонны, кгс/см ² ·м	град.	0.200	0.180	0.150
Глубина установки муфты ступенчатого цементирования по вертикали, м	M	-	-	-

Контрольные вопросы

1. Назначение продавочной жидкости
2. От чего зависит выбор типа продавочной жидкости
3. От чего зависит объем продавочной жидкости
4. Назначение буферной жидкости
5. Типы буферных жидкостей
6. От чего зависит выбор буферной жидкости.

Практическая работа № 38

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЙ ТЕХНИКИ

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков определения необходимого для цементирования количества цементировочной техники, определение времени цементирования.

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

- 3.1.Выбрать тип цементировочных агрегатов
- 3.2.Определить необходимое количество цементировочных агрегатов
- 3.3.Выбрать смесительные машины

4. Требования к отчету

- 4.1. Номер работы
- 4.2. Расчеты

Технология выполнения

Для цементирования обсадных колонн в качестве основных технических средств используются цементировочные (насосные) агрегаты, предназначенные для доставки тампонажной смеси в затрубное пространство и смесительные машины для их приготовления. В качестве дополнительных могут использоваться станции контроля цементирования

(СКЦ), Блок манифольдов (БМ), осреднительные емкости.

1. Выбор цементировочных агрегатов

Основным составным элементом цементировочного агрегата является цементировочный насос, работа которого характеризуется производительностью и развиваемым давлением. Конструктивное исполнение насоса позволяет регулировать производительность и давление сменой цилиндровых втулок и скоростью вращения приводного вала. При этом максимально развиваемое давление соответствует минимальной производительности, а максимальная производительность – минимальному давлению. Скважина как объект цементирования, оказывает определенные гидравлические сопротивления, которые изменяются во времени и достигают максимального значения в конце цементирования при получении сигнала «стоп». Очевидно, что технические возможности цементировочного насоса по давлению должны превышать максимальные гидравлические сопротивления скважины при её цементировании

$$P_{ца} > P_{цг}, \quad (126)$$

где $P_{ца}$ – давление, развиваемое цементировочным агрегатом

$P_{цг}$ – максимальное давление на цементировочной головке, равное гидравлическим сопротивлениям при цементировании скважины.

Максимальное давление на цементировочной головке можно записать в виде выражения

$$P_{цг} = \Delta P_{гс} + P_{гд} + P_{ст} \quad (127)$$

где $\Delta P_{гс}$ – гидростатическое давление, возникающее из-за разности плотностей жидкости внутри колонны и в затрубном пространстве;

$P_{гд}$ – давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений при движении жидкости внутри колонны и затрубном пространстве;

$P_{ст}$ – дополнительное давление, возникающее при посадке продавочной пробки на кольцо «стоп», значение его обычно принимают равным 20-30 атм.

Расчет гидравлического давления проводится исходя из следующих соображений. Внутренняя полость обсадной колонны и затрубное пространство рассматриваются как сообщающиеся сосуды. В конце продавки тампонажной смеси внутри колонны до кольца «стоп» находится продавочная жидкость, ниже тампонажная смесь, за колонной – тампонажная смесь и буровой раствор (наличие столба буферной жидкости за колонной можно не учитывать). Разность давлений от составного столба жидкости за колонной и внутри колонны, равна искомому давлению

$$\Delta P_{гс} = P_{гс}^{зп} - P_{гс}^{тр}, \quad (128)$$

где $P_{гс}^{зп}$ – гидростатическое давление составного столба жидкости в затрубном пространстве;

$P_{гс}^{тр}$ – гидростатическое давление составного столба жидкости внутри обсадной колонны. По законам гидростатики

$$P_{гс}^{зп} = 0,1 [(h_{бр} * \rho_{бр} + L * h_{бр}) * \rho_{тс}], \text{ атм} \quad (129)$$

$$P_{гс}^{тр} = 0,1 [(L * h_{ст}) * \rho_{пж} + h_{ст} * \rho_{тс}], \text{ атм} \quad (130)$$

где $h_{бр}$ – расстояние от устья до уровня тампонажной смеси в затрубном пространстве, м
 L – длина обсадной колонны (глубина скважины), м

$\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, г/см³

$\rho_{пж}$ – плотность продавочной жидкости, г/см³

$\rho_{тс}$ – средневзвешенная плотность тампонажной смеси, г/см³.

Схема расположения уровней жидкостей в конце продавки тампонажной смеси представлена на рис 1

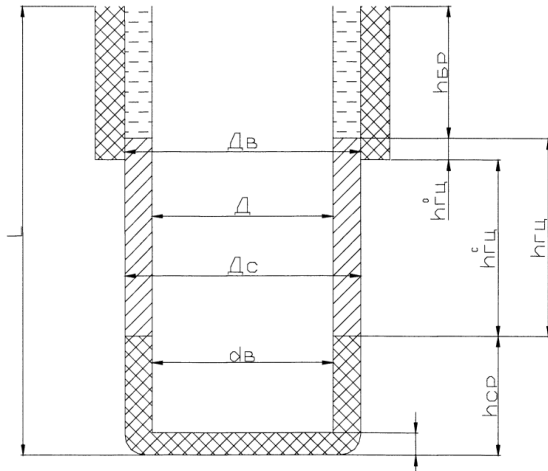


Рисунок 10 распределение жидкостей в скважине при цементировании

В большинстве случаев в качестве продавочной жидкости используется буровой раствор, оставшийся после бурения, той же плотности, что и за колонной т.е. $\rho_{бр} = \rho_{пж}$. Подставив (4) и (5) в исходную формулу (3) и проведя соответствующие преобразования, получим

$$\Delta P_{гс} = 0,1 (L - h_{бр} - h_{ст}) (\rho_{тс} - \rho_{бр}), \text{ атм} \quad (131)$$

Как видно из рисунка 1 давление столба бурового раствора за колонной $h_{бр}$ и давление столба тампонажной смеси $h_{ст}$ взаимно уравниваются давлением соответствующих столбов внутри колонны. Поэтому неуравновешенным остается только столб тампонажной смеси высотой

(длиной) равной

$$\Delta h = L - h_{бр} - h_{ст} \quad (132)$$

Подставив значение Δh в выражение 6 получим

$$\Delta P_{гс} = 0,1 * \Delta h * (\rho_{тс} - \rho_{бр}), \text{ атм} \quad (133)$$

Гидродинамическое сопротивление $P_{гд}$ определяется суммой сопротивлений при движении жидкости внутри обсадной колонны и в затрубном пространстве.

$$P_{гд} = P_{гд}^{зп} + P_{гд}^{тр} \quad (134)$$

По формуле Дарси – Вейсбаха

$$P_{гд}^{тр} = 0,1 * \lambda_{тр} * \rho_{тр} * \frac{V_{тр}^2}{2g} * \frac{L}{d} \quad \text{атм} \quad (135)$$

$$P_{гд}^{зп} = 0,1 * \lambda_{зп} * \rho_{зп} * \frac{V_{зп}^2}{2g} * \frac{L}{D_{с-Д}} \quad \text{атм} \quad (136)$$

$\lambda_{тр}$ и $\lambda_{зп}$ – соответственно коэффициенты гидравлических сопротивлений в трубах и затрубном пространстве в расчетах можно принимать $\lambda_{тр} = 0,02$ (буровой раствор) $\lambda_{зп} = 0,035$ (тампонажная смесь и буровой раствор);

$\rho_{тр}$ и $\rho_{зп}$ соответственно плотность прокачиваемой жидкости внутри колонны и в затрубном пространстве: в расчетах принимаем $\rho_{тр} = \rho_{бр}$, $\rho_{зп} = \rho_{ср}$, г/см³.

$V_{тр}$ и $V_{зп}$ - соответственно скорости движения потока жидкости внутри труб и в затрубном пространстве: в расчетах принимаем $V_{зп} = 1,5 - 1,8$ м/с;

$V_{тр} = V_{зп} * S_{зп} / S_{тр}$, где $S_{зп}$ – площадь затрубного пространства, м², $S_{тр}$ – площадь внутренней полости трубы, м².

L – длина обсадной колонны (глубина скважины), м

d, D_c, D – диаметр соответственно внутренний обсадных труб, скважины и наружный диаметр обсадных труб, м.

g – ускорение свободного падения, равное 9,8 м/с.

Для более точных расчетов интервал затрубного пространства может быть разбит на несколько интервалов по диаметру скважины с различной кавернозностью, по внутреннему диаметру предыдущей обсадной колонны, а так же по виду прокачиваемой жидкости. Тогда потери давления в затрубном пространстве рассчитываются по формуле 11, применительно к каждому интервалу, а затем суммируется. Таким образом, для выбора типа цементировочного агрегата необходимо составить расчетную схему (1), найти гидростатическое давление $\Delta P_{гс}$ по формуле (8), рассчитать гидродинамические сопротивления $P_{гд}^{тр}$ и $P_{гд}^{зп}$ по формулам (10) и (11), применять дополнительное давление $P_{ст}$ для получения четкого сигнала «стоп» и определить максимальное давление на цементировочной головке

$P_{гц}$ по формуле (2), далее определяем необходимое давление цементировочного агрегата по условию

$$P_{ца} \geq \frac{P_{гц}}{0,8} \quad (137)$$

И по технической характеристики выбирается тип цементировочного агрегата.

2.Определение необходимого количества цементировочных агрегатов

Число цементировочных агрегатов должно обеспечить необходимую производительность закачки и продавки тампонажной смеси. В свою очередь необходимая производительность цементирования задается из двух условий: из условия создания требуемой скорости восходящего потока в затрубном пространстве и условия заданного времени цементирования.

Общепризнано, что скорость восходящего потока является одним из главных факторов, определяющих качество цементирования, связанное со степенью вытеснения бурового раствора из затрубного пространства, а соответственно и степенью заполнения его тампонажной смесью. Экспериментально установлено, что степень замещения достаточно высока при малых скоростях восходящего потока (0,2-0,3 м/с), с повышением скорости степень замещения вначале снижается, а затем увеличивается, достигая максимального значения при высоких скоростях (1,5 – 2,5 м/с). Поэтому единого мнения о требуемой величине скорости восходящего потока пока нет, однако руководящие документы рекомендуют при цементировании кондуктора и промежуточных колонн скорость восходящего потока равную 1,5 м/с, а для эксплуатационной колонны – 1,8-2,0 м/с.

Чтобы обеспечить рекомендуемую скорость, суммарная производительность цементировочных агрегатов должна составлять.

$$\sum Q = S_{зп} * V_{зп} \quad (138)$$

где $S_{зп}$ – площадь затрубного пространства

$V_{зп}$ – скорость потока в затрубном пространстве.

Тогда требуемое число агрегатов составит

$$n_{ца} = \frac{\sum Q}{gIV} + 1 \quad (139)$$

где gIV – производительность одного агрегата; для предварительных расчетов принимается производительность агрегата на IV при диаметре втулок, обеспечивающих необходимое давления. 1 – резервный агрегат.

По времени цементирования необходимое количество агрегатов должно обеспечивать соблюдение следующего условия

$$T_{ц} = 0,75 * T_{схв}^{нач} \quad (140)$$

$T_{ц}$ – полное время цементирования

$T_{схв}^{нач}$ время от затворения тампонажной смеси до начала её схватывания: принимается табличное для выбранного типа цемента или фактическое, полученное при лабораторных измерениях.

Полное время цементирования складывается из времени закачки тампонажной смеси, времени её продавки и дополнительного времени (время закачки буферной жидкости не учитывается, т.к. процесс при этом еще не начал);

$$T_{ц} = T_{зак} + T_{пр} + T_{доп} \quad (141)$$

где $T_{зак}$ – время закачки тампонажной смеси

$T_{пр}$ – время продавки тампонажной смеси

$T_{доп}$ – дополнительное время, необходимое для вывода смесительной машины на рабочий режим и освобождения верхней продавочной пробки (обычно в расчетах $T_{доп} = 10-15$ мин).

Время закачки тампонажной смеси равно

$$T_{зак} = \frac{V_{тс}}{\sum Q_{тс}} \quad (142)$$

где $V_{тс}$ - объем тампонажной смеси

$\sum Q_{тс}$ - суммарная производительность закачки тампонажной смеси.

Время продавки тампонажной смеси определяется по формуле

$$T_{пр} = \frac{V_{пж}}{\sum Q_{пж}} \quad (143)$$

Для предварительных расчетов принимают суммарную производительность закачки и продавки одинаковыми, т.е. $\sum Q_{тс} = \sum Q_{пж} = \sum Q$.

Тогда суммарное время закачки и продавки $\sum T$ составит

$$\sum T = T_{зак} + T_{пр} = \frac{V_{тс} + V_{пж}}{\sum Q} \quad (144)$$

$\sum T = 0,75 * T_{схв}^{нач} * T_{доп}$, а с учетом выражения суммарная производительность цементирования можно определить как

$$\sum Q = \frac{V_{тс} + V_{пж}}{\sum T} = \frac{(V_{тс} + V_{пж})}{0,75 * T - T_{доп}} \quad (145)$$

Отсюда находится требуемое число цементировочных агрегатов

$n_{ца} = \frac{\sum Q}{q_{IV}} + 1$, т.е. аналогично определенному по условию скорости восходящего потока. Таким образом, определение необходимого числа цементировочных агрегатов сводится к следующему.

По скорости восходящего потока

Принимается рекомендуемая скорость восходящего потока, определяется суммарная производительность всех агрегатов. Далее по технической характеристике выбранного агрегата подбирается его производительность на IV скорости при диаметре втулок, обеспечивающих необходимое давление, находим требуемое количество агрегатов.

По времени цементирования

Принимается время начало схватывания тампонажной смеси и дополнительное время цементирования. при известных объемах тампонажной смеси и продавочной жидкости находится требуемая суммарная производительность. Далее рассчитывается необходимое число агрегатов.

Окончательное количество цементировочных агрегатов принимается по наибольшему из значений, полученных по условию необходимой скорости восходящего потока и условию допустимого времени цементирования. Однако возможны случаи, когда ориентируются

на меньшее число агрегатов, что определяется конкретными горно – геологическими условиями.

3.Выбор смесительных машин

Смесительные машины (агрегаты) предназначены для приготовления тампонажных смесей путем смешивания жидкости затворения (вода) и твердой фазы (цементного или гелцементного порошка) транспортировки сухого порошка, а также могут быть использованы для приготовления глинистого раствора. Производительность машины по готовой смеси регулируется скоростью подачи в гидроворонку сухого порошка и скоростью подачи воды от водоподающего насоса. По производительности практически все смесительные машины могут обеспечить работу двух цементирувочных агрегатов, т.е

$$n_{см} = \frac{n_{ца}}{2} \quad (146)$$

В целях обеспечения безопасности производства работ при креплении скважин агрегаты необходимо устанавливать на заранее подготовленной площадке, при этом должны соблюдаться следующие расстояния:

от устья скважин до блок-манифольдов, агрегатов - не менее 10 м;

от блок-манифольдов до агрегатов - не менее 5 м;

между цементирувочными агрегатами и цементосмесительными машинами - не менее 1,5 м. Кабины передвижных агрегатов должны быть расположены в противоположную от цементируемой скважины сторону. (Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности)

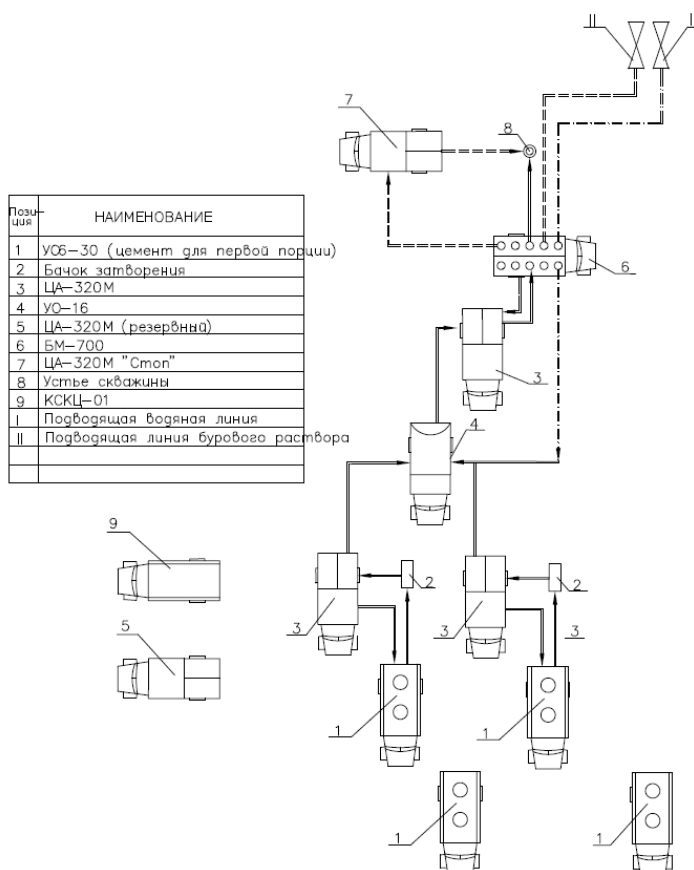


Рисунок 10-Схема расположения цементирувочной техники для цементирования кондуктора

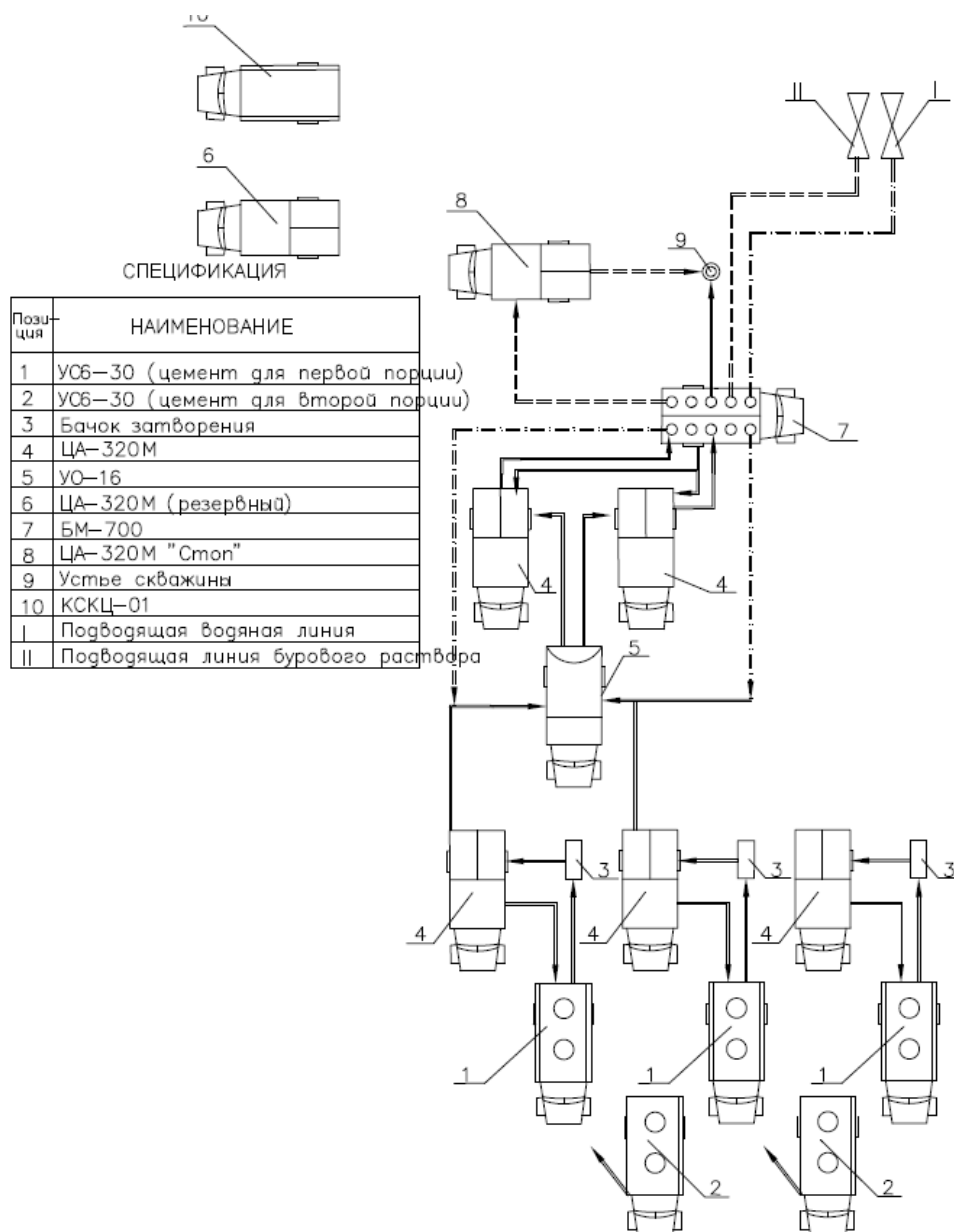


Рисунок 11-Схема расположения цементировочного оборудования при цементировании эксплуатационной колонны

Практическая работа № 39

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков определения необходимого времени цементирования.

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

3.1.Определить время цементирования по условиям и выбранной цементировочной технике в практической работе № 38.

3.2.Ответить на контрольные вопросы по теме «Цементирование скважин»

4. Требования к отчету

- 4.1. Номер работы
- 4.2. Расчет времени цементирования
- 4.3. Расчет установки цементных мостов

Технология выполнения

Продолжительность процесса цементирования ограничивается прежде всего тем, что во времени подвижность цементного раствора ухудшается, он загустевает и превращается в труднопрокачиваемую массу. Как правило, даже **цементирование глубокой скважины** ограничивают 15 - 2 ч, используя для этого большое число мощных цементировочных агрегатов. Расчетная продолжительность процесса цементирования обсадной колонны не должна превышать 75% времени начала загустевания тампонажного раствора по лабораторному анализу. (*Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности*).

Вычисляется время прихода тампонажного раствора на забой скважины в режиме ускоренной закачки, с производительностью $Q_{\text{МАКС}}$, t_3 (в мин):

$$t_3 = 16,7 \Sigma V^1 / (q_{\text{МАКС}} (n - 1)) \quad (147)$$

где: $q_{\text{МАКС}}$ - производительность закачки тампонажного раствора в обсадную колонну одним цементировочным агрегатом до забоя в режиме ускоренной закачки л/с;
 n – число цементировочных агрегатов.

Рассчитаем теперь время продавки тампонажного раствора в заколонное пространство цементирования t_{Π} (в мин) в режиме нормальной закачки, с производительностью Q :

$$t_{\Pi} = 16,7 (\Sigma V - \Sigma V^1) / (q (n - 1)), \quad (148)$$

где: q - производительность продавки тампонажного раствора в заколонное пространство одним цементировочным агрегатом, м³/с.

Если принято решение менять подачу насосов цементировочных агрегатов в процессе продавки, то необходимо рассчитать время продавки для каждой подачи и просуммировать полученные времена для определения t_{Π} .

Затем определяем время цементирования скважины t_{Π} (в мин):

$$t_{\Pi} = t_{\text{ЗАК}} + 15 \text{ мин} = t_3 + t_{\Pi} + 15 \text{ мин} \quad (149)$$

где: $t_{\text{ЗАК}}$ - затраты времени на закачивание тампонажного раствора и его продавку, мин;
15 мин – дополнительное время, необходимое для вывода цементосмесительной машины на режим, освобождения продавочной пробки и получения сигнала “Стоп”.

Расчёт установки цементных мостов

По характеру действующих нагрузок можно выделить две категории мостов: испытывающих давление жидкости или газа и испытывающих нагрузку от веса инструмента во время забуривания второго ствола, применения испытателя пластов или в других случаях.

Мосты, относящиеся ко второй категории, должны, помимо газоводо-непроницаемости, обладать весьма высокой механической прочностью.

Цементный мост характеризуется:

несущей способностью (сопротивление моста сдвигу, обусловленное силами физико-химического сцепления и напряжениями трения цементного камня со стенками скважины);

герметичностью (способность моста разобщать выше- и нижележащие объекты при заданных перепадах давления);

прочностью (свойство камня цементного моста не разрушаться при испытании его нагружением весом заливочных труб);

долговечностью (свойство моста сохранить основные параметры в течение заданного времени);

высотой моста (параметр, количественно определяющий все основные свойства цементного моста; номинальное значение высоты моста должно обеспечивать требуемую несущую способность и герметичность, забуривание нового ствола).

Способы установки цементных мостов могут быть следующие.

1. Балансовый способ. Сводится к уравниванию столбов тампонажного раствора в заливочной колонне и кольцевом пространстве.

2. Контролируемый способ. Осуществляется с использованием двух разделительных пробок и забойного устройства.

3. Желоночный способ. Мост устанавливается с помощью желонки на каротажном кабеле.

4. Способ оставления цементного стакана (моста) над интервалом осложнения при цементировании под давлением.

Определение высоты цементного моста

Допустимую минимальную высоту моста H_{\min} и высоту моста H_m (м), отвечающую требованиям по герметичности и несущей способности, определяют по формуле

$$H_m = Q_m / \pi D_c \tau \geq H_{\min}, \quad (150)$$

где $H_{\min} = \Delta p \cdot \text{grad}(p)$; Q_n – осевая нагрузка на мост, кН; D_c – средний диаметр скважины, м; τ – касательные напряжения при сдвиге моста, МПа; Δp – максимальный перепад давления, действующий на мост, МПа; $\text{grad}(p)$ – допустимый градиент давления, МПа/м.

Таблица 38 – допустимый градиент давления

Данные для расчета минимально допустимой высоты моста	$\text{grad}(p)$, МПа/м	τ , кН/м ²
Установка моста:		
в обсаженной скважине	1/2	50/500
в открытом стволе	0,5/1	10/50

Примечание. В числителе – значение коэффициента при наличии буферной жидкости, в знаменателе – при отсутствии.

Расчет необходимого объема тампонажного раствора проводят по выражению:

$$V_{\text{ц}} = H_m S_{\text{скв}} + V_{\text{тр}} (0,02 + C_1 + C_2 + C_3), \quad (151)$$

где $S_{\text{скв}}$ – средняя площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м²; $V_{\text{тр}}$ – внутренний объем заливочных труб, м³; C_1 – коэффициент потерь раствора на стенках труб; C_2 , C_3 – коэффициенты потерь раствора при его смещении с соседней жидкостью соответственно на нижней и верхней границах (при наличии верхней разделительной пробки $C_1 = C_3 = 0$). Данные о коэффициентах приведены в табл. 9.6.

Для определения объемов буферных жидкостей используют зависимости:

для первой порции (на нижней границе)

$$V_{\text{буф1}} = C_4 V_{\text{тр}} + C_5 H_m S_{\text{скв}}; \quad (152)$$

для второй порции (на верхней границе)

$$V_{\text{буф2}} = V_{\text{буф1}} \frac{d_1^2}{D_c^2 - d_2^2}, \quad (153)$$

где C_4 , C_5 - коэффициенты потерь буферной жидкости при ее движении соответственно по заливочным трубам и кольцевому пространству (см. табл. 9.6.), d_1 , d_2 - соответственно внутренний и наружный диаметры заливочных труб в интервале установки моста.

Таблица

Таблица 39 - Значения коэффициентов при расчете установки цементных мостов

Коэффициент	Бурильные трубы	Насосно- компрессорные трубы
C_1	0,01/0,03	4/0,01
C_2	0,02/0,04	0,01/0,02
C_3	0,02/0,03	0,01/0,02
C_4	0,02/-	0,02/-
C_5	0,4/-	0,4/-

Примечание. В числителе - значение коэффициента при наличии буферной жидкости, в знаменателе - при отсутствии.

Объем продажной жидкости вычисляют по формуле:

$$V_{\text{прод}} = V_{\text{тр}} - H_{\text{н}} S_{\text{тр}} - V_{\text{тр}} (C_1 + C_3) - V_{\text{буф 2}}, \quad (154)$$

где $H_{\text{н}} S_{\text{тр}}$ - объем цементного раствора, оставляемого в заливочных трубах, м^3 .

Продолжительность процесса установки цементного моста должна удовлетворять требованию

$$T \leq 0,75 T_{\text{заг}}, \quad (155)$$

где $T_{\text{заг}}$ - время загустевания тампонажного раствора по консистометру, определяемое при температуре и давлении, соответствующих условиям в скважине при установке моста.

РАЗДЕЛ 10. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

Практическая работа № 40

РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ (технологическая часть геолога – технического наряда)

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков определения основных режимных параметров бурения и построения технологической части ГТН

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

2.2. Рабочие (производственные) ГТН

3. Задание

3.1. Выбрать осевую нагрузку согласно материалам производственной практики

3.2. Выбрать частоту вращения ПРИ согласно материалам производственной практики

3.3. Выбрать количество прокачиваемой промывочной жидкости согласно материалам производственной практики

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

Технология выполнения

Под режимами бурения понимают сочетание параметров, влияющих на показатели работы долот, которые можно изменять непосредственно в процессе бурения.

К основным параметрам режима бурения относятся: осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, частота его вращения, расход бурового раствора и его качество.

Расчет осевой нагрузки ведется по интервалам бурения. Осевая нагрузка рассчитывается по трем формулам, и полученные данные сравнивают между собой и принимают нагрузки в пределах вычисленных величин.

Интервал от 0 до 410 метров.

$$C_{oc} = \alpha \times D/2 \times T_{ш} \times v \times K_{пер}, \quad (156)$$

где C_{oc} - осевая нагрузка на долото т.с.

α - коэффициент забойных условий определяется опытным путем и изменяется от 0,3 до 1,6

$T_{ш}$ - твердость по штампу, кгс/мм².

v - ширина зуба, $v=1-2$ мм

$K_{пер}$ - коэффициент перекрытия зубьев $K=0,7-1,9$

Согласно таблице 3 $T_{ш} = 10$ кгс/мм². Принимаем:

$\alpha = 1$; $v = 1$ мм; $K_{пер} = 1$.

$$C_{oc} = 1 \times 259,3 / 2 \times 10 \times 1 = 1476,5 \text{ кгс} = 1,5 \text{ т.с.}$$

Далее рассчитываем C_{oc} по другой формуле.

$$C_{oc} = q \times D, \text{ т.с.} \quad (157)$$

где D - диаметр долота, мм

q - удельная нагрузка на 1 см долота, кгс/мм для пород типа М, $q = 100-200$ кг/см

$$C_{oc} = (100:-:200) \times 259,3 = 2593:-: 5906 = 3:-: 6 \text{ т.с.}$$

Рассчитываем C_{oc} по формуле:

$$C_{oc} \leq 0,8 \times P_{доп}, \quad (3)$$

где $P_{доп}$ -

допустимая нагрузка на долото по паспорту.

Для долота III 295,3 МС- ГВ $P_{доп} = 40$ т.с.

$$C_{oc} \leq 0,8 \times 40$$

$$C_{oc} \leq 32,0 \text{ т.с.} - \text{условие выполняется.}$$

На интервале 0-410 м фактически C_{oc} можно ограничить, так как значителен вес инструмента (турбобур, УБТ, СБТ), поэтому принимаем C_{oc} равное весу инструмента.

Расчет осевой нагрузки для интервала 410 - 1650 м проводится аналогично.

$$T_{ш} = 10-20 \text{ кгс/мм}^2$$

Принимаем $T_{ш} = 20$ кгс/мм²; $v=1$ мм; $\alpha=1$; $K_{пер}=1$.

$$C_{oc} = 1 \times 215,9 / 2 \times 20 \times 1 \times 1 = 2159 \text{ кгс} = 2,1 \text{ т.с.}$$

Для пород типа МС $q=200 - 400$ кг/см. Принимаем $q = 400$ кг/см

$$C_{oc} = 400 \times 21,59 = 8636 \text{ кгс} = 8,6 \text{ т.с.}$$

Из паспорта долота III 215,9 МС - ГВ, Р доп = 25 т.с.

Расчет по формуле

$$C_{oc} \leq 0,8 \text{ Р}_{доп} \leq 0,8 \times 25$$

$$C_{oc} \leq 20 \text{ т.с.} - \text{условие выполняется}$$

На интервале 410 - 1650м принимаем $C_{oc} = 2,1$:-: 8,6 т.с.

Далее для интервала 1650 - 2200 метров.

$$T_{ш} = 10 - 20 \text{ кгс/мм}^2$$

$$v=1; \alpha =1; K_{пер}=1.$$

$$C_{oc} = 1 \times 215,9 / 2 \times 20 \times 1 \times 1 = 2159 \text{ кгс} = 2,1 \text{ т.с.}$$

Для пород типа МЗ, $q = 200-400 \text{ кг/см}$, принимаем $q = 400 \text{ кг/см}$

$$C_{oc} = 400 \times 21,59 = 8636 \text{ кгс} = 8,6 \text{ т.с.}$$

Из паспорта шарошечного долота III 215,9 МЗ - ГВ

$$P_{доп} = 25 \text{ т.с.}$$

$$C_{oc} \leq 0,8 \times 25$$

$$C_{oc} \leq 20 \text{ т.с.}$$

На интервале 1650 - 2200 м C_{oc} принимаем 8,6:-: 9 т.с.

Поинтервально рассчитанные нагрузки на породоразрушающий инструмент сведены в таблицу

Таблица 41 - Осевые нагрузки на ПРИ

Интервалы, м	Осевые нагрузки, т.с.
0 - 410	вес инструмента
410 - 1650	2,1 - 8,6
1650 - 2200	8,6 - 9

Расчет частоты вращения долота.

Эффективное разрушение горной породы при бурении происходит при условии, что время контакта рабочих элементов долота с породой было не меньше времени, которое необходимо для того, чтобы нагрузка достигла такой величины, которая необходима для разрушения породы.

Время контакта зуба долота с породой для шарошечных долот определяется шагом зуба и скоростью вращения долота.

Если время контакта будет меньше времени разрушения породы, то процесс деформации будет протекать не полностью, и разрушение будет носить усталостный характер, не смотря на то, что осевая нагрузка будет достаточной.

Частота оборотов долота рассчитывается поинтервально.

Интервал 0 - 410 метров.

В данном интервале бурение ведется долотом III 259,3 МС-ГВ.

Расчет для данного интервала ведется по формуле:

$$n = 60 \times V_{л} / \Pi \times , \quad (4)$$

где $V_{л}$ - линейная скорость на периферии долота, м/с

D - диаметр долота, мм

для пород типа М, $V_{л} = 3,5 \text{ м/с}$

$$P = 60 \times 3,5 / 3,14 \times 0,2953 = 226 \text{ об/мин.}$$

Так как при забурировании необходима минимальная частота оборотов, принимаем $n_{0-410} = 230 \text{ об/ мин.}$

Интервал 410 - 1650 метров.

В данном интервале бурение ведется долотом III 215,9 МС-ГВ.

Расчет для данного интервала проводим по формуле :

$$n_{\tau} = 0,6 \times 10^5 \times d_{ш} / \tau_{min} \times Z \text{ Д, } (5)$$

где $d_{ш}$ - диаметр шарошки, для долота III 215,9 МС -ГВ,

$d_{ш} = 130$ мм;

Д - диаметр долота, мм

Z - число зубьев на периферии, $Z = 18$

τ_{min} - минимальное время контакта

Для пород типа МС, $\tau_{min} = 3\text{:-}6$, принимаем $\tau_{min} = 4$

$$n_{\tau} = 0,6 \times 10^5 \times 130 / 4 \times 18 \times 215,9 = 502 \text{ об/мин.}$$

Проводим расчет

Для пород типа МС $V_{л} = 1,8\text{:-}2,8$ м/с, принимаем $V_{л} = 2,5$

$$П = 60 \times 2,5 / 3,14 \times 0,2159 = 221 \text{ об/мин.}$$

В интервале 410 - 1650 м принимаем частоту вращения равную 220-350 об/мин.

Интервал 1650-2200 м.

Для пород типа МЗ $V_{л} = 1,8\text{:-}2,8$ м/с, принимаем $V_{л} = 2,5$ м/с

Подставляем значения в формулу

$$П = 60 \times 2,5 / 3,14 \times 0,2159 = 161 \text{ об/мин.}$$

Проводим расчет

Для пород типа МЗ $\tau_{min} = 3\text{:-}6$, принимаем $\tau_{min} = 6$

$$П_{\tau} = 0,6 \times 10^5 \times 130 / 6 \times 18 \times 215,9 = 334 \text{ об/мин.}$$

Принимаем частоту вращения в интервале 1650 - 2200м равную 250:-300 об/мин.

Таблица 42 Частота вращения долот

Интервалы, м	Частота вращения, об/мин.
0 - 410	230 - 250
410 - 1650	220 - 350
1650 - 2200	250 - 300

Расчёт необходимого расхода очистного агента

При бурении очистной агент прежде всего должен:

- очищать скважину от обломков выбуренной породы (шлама) и выносить их на поверхность;

- охлаждать ПРИ и облегчать разрушение породы в призабойной зоне;

- создавать давление на стенки скважины для предупреждения газонефтеводопроявления;

- оказывать физико - механическое действие на стенки скважины, предупреждая их обрушение;

- передавать энергию гидравлическому забойному двигателю;

- обеспечить сохранение проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии;

Расход очистного агента рассчитываем по интенсивности очистки забоя. Расчет ведем по интервалам, по формуле:

$$Q = K \times S_z, \text{ л/с} \quad (158)$$

где K - коэффициент удельного расхода жидкости

$K = 0,03\text{:-}0,095$ л/с на 1 см^2 , для интервала 0-410 м $K = 0,053$ л/с на 1 см^2 , для интервала 410 - 2200 м $K = 0,058$ л/с на 1 см^2 ;

S_z - площадь забоя, см^2 ;

$$S_z = 0,785 \times D_g^2 \times K_k, \text{ см}^2 \quad (159)$$

K_k - коэффициент кавернозности

Для интервала 0- 410 метров, $K_k = 1,3$

$$S_3 = 0,785 (29,53 \times 1,3)^2 = 1156,87 \text{ см}^2$$

$$Q = (0,03 \div 0,095) 1156,87 = 34,7 \div 109 \text{ л/с}$$

Для интервала 410 - 650 метров, $K_k = 1,3$

$$S_3 = 0,785 (21,59 \times 1,3)^2 = 618,39 \text{ см}^2$$

$$Q = (0,03 - 0,095) 618,39 = 18,55 - 58,74 \text{ л/с}$$

Для интервала 650-2100 метров, $K_k = 1,6$

$$S_3 = 0,785 \times (21,59 \times 1,6)^2 = 936,73 \text{ см}^2$$

$$Q = (0,03 \div 0,095) \times 936,73 = 28,1 \div 88,98 \text{ л/с}$$

Для интервала 2100-2200 метров, $K_k = 1,2$

Расчет по скорости восходящего потока

Рекомендуется следующая скорость восходящего потока в зависимости от твердости:

- для пород группы М=0,9-1,3 л/с; - для пород группы С=0,9-0,7 л/с

Расчет по скорости восходящего потока проводится по формуле:

$$Q = V_{\text{восх}} \times S_{\text{кп}}, \text{ л/с} \quad (160)$$

где

$V_{\text{восх}}$ - скорость восходящего потока, л/с

$S_{\text{кп}}$ = площадь кольцевого пространства, м^2

$$S_{\text{кп}} = 0,785(D_d \times K_k)^2 - d_{\text{бт}}^2) \times 10^3, \text{ м}^2 \quad (161)$$

где $d_{\text{бт}}$ - диаметр бурильной трубы, = 0,127 м

Интервал 0 - 410 метров

$$S_{\text{кп}} = 0,785((0,2953 \times 1,3)^2 - 0,127^2) \times 10^3 = 103,025$$

$$Q = 0,9 \times 103,025 = 92,72 \text{ л/с}$$

Интервал 410- 650 метров, $d_{\text{бт}} = 0,147$, $K_k = 1,3$

$$S_{\text{кп}} = 0,785((0,2159 \times 1,3)^2 - 0,147^2) \times 10^3 = 0,0306 \text{ м}^2$$

$$Q = 0,9 \times 0,0306 \times 10^3 = 27,54 \text{ л/с}$$

Интервал 650-2100 метров

На данном этапе устанавливают ТБПВ 127, $K_k = 1,6$

$$S_{\text{кп}} = 0,785((0,2159 \times 1,6)^2 - 0,127^2) = 0,08101 \text{ м}^2$$

$$Q = 0,7 \times 0,08101 \times 10^3 = 56,7 \text{ л/с}$$

Интервал 2100-2200 метров, $K_k = 1,2$

$$S_{\text{кп}} = 0,785((0,2159 \times 1,2)^2 - 0,127^2) = 0,04003 \text{ м}^2$$

$$Q = 0,7 \times 0,04003 \times 10^3 = 28 \text{ л/с}$$

Расчет по гидромониторному эффекту проводится по формуле:

$$Q = F_n \times 7,5 \text{ л/с} \quad (162)$$

где F_n - площадь сечения насадок, см^2

$$F_n = 3,14 \times d_n^2 / 4 \times m, \text{ см}^2 \quad (163)$$

где, d_n - диаметр насадок, $d_n = 15 \text{ мм}$, m - число насадок

$$F_n = 3,14 \times 1,5^2 \times 3 / 4 = 3,97 \text{ см}^2$$

$$Q = 3,97 \times 7,5 = 29,7 \text{ л/с}$$

Проанализировав полученные данные, выбираем расход жидкости.

$$0 - 410 \text{ метров} \quad Q = 35 \text{ л/с}$$

$$410 - 650 \text{ метров} \quad Q = 35 \text{ л/с}$$

650- 2100 метров
2100- 2200 метров

Q=30 л/с
Q=30 л/с

Практическая работа № 41

РАСЧЕТ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ РОТОРНОМ БУРЕНИИ

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков расчета бурильной колонны

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

2.2.Рабочие проекты ГТН(материалы практики)

3. Задание

3.1.Провести расчет колонны бурильных труб при роторном бурении

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

Диаметр **бурильных труб** выбирают в зависимости от диаметра ранее спущенной обсадной колонны и способов бурения по табл. после чего согласно принятой методике рекомендуется сначала проводить расчет на выносливость, а затем - на статическую прочность. Расчет на выносливость осуществляется в следующем порядке.

Рассчитывают переменные напряжения изгиба (в Па):

$$\sigma_a = \frac{EI f \pi^2}{L^2 W_{из}}, \quad (164)$$

где E - модуль упругости материала бурильных труб, для стали $E=2 \cdot 10^{11}$ Па, для алюминиевых сплавов $E=2 \cdot 10^{10}$ Па; I - осевой момент инерции сечения по телу трубы, м⁴.

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4); \quad (165)$$

D и d- наружный и внутренний диаметр трубы соответственно, м; f - стрела прогиба, $f=(D_{скв} - D_3)/2$, м; $D_{скв}$ - диаметр скважины, $D_{скв}=1,1D_d$, D_d - диаметр долота, м; D_3 - диаметр замка, м; L - длит полуволны, м; $W_{из}$ - осевой момент сопротивления высаженного конца трубы в основной плоскости резьбы по пояску или по сварному шву), м³.

$$W_{из} = \frac{\pi}{32} \frac{(D_{н.к}^4 - d_{в.к}^4)}{D_{н.к}}, \quad (166)$$

$D_{н.к}$, $D_{вк}$, - наружный и внутренний диаметры высаженного конца м.

Длина полуволны (м) определяется для сечения непосредственно над УБТ:

$$l_{11} = \frac{\pi}{\omega} \sqrt{\frac{EJ\omega^2}{m_1}}, \quad (167)$$

ω - угловая скорость вращения бурильных труб, c^{-1} ; m_1 — масса 1 м труб, кг/м.

Вычисляют коэффициент запаса прочности на выносливость:

$$n = (\sigma_{-1})_D \beta / \sigma_a \quad (168)$$

где $(\sigma_{-1})_D$ — предел выносливости материала труб, Мпа; β — коэффициент снижения предела выносливости за счёт перегрузки резьбы, $\beta=0,6$ для стали марки Д, $\beta=0,55$ для алюминиевого сплава Д16.

Таблица 43 Значения предела выносливости трубы при симметричном цикле изгиба, Мпа

Диаметр, мм	Трубы с резьбой треугольного профиля			Трубы со стабилизирующими поясками ТБВК			Трубы с приваренными замками ТБВП		Легкосплавные бурильные трубы ЛБТ	
73	75	65	-	140	140	150	-	-	50-56	-
89	75	60	-	-	120	-	-	-	-	-
102	-	-	-	-	110	120	-	-	-	-
114	70	60	60	140	110	120	100	90	43-52	-
127	-	-	-	-	100	110	100	90	-	-
140	70	60	60	-	100	110	100	90	-	-
147	-	-	-	-	-	-	-	-	36-46	40

Расчёт одноразмерной **бурильной колонны** ведётся в следующем порядке.

Задаются длиной первой (нижней) секции бурильных труб и определяют напряжения, Па.

$$\sigma_p = \frac{k(Q_{б.т} + Q_{убт}) \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right) + p_0 F_k}{F_{т.р}}, \quad (169)$$

где k - коэффициент, $k=1,15$; $Q_{б.т}$ - вес бурильных труб данной секции, Н; $Q_{убт}$ - вес утяжеленных бурильных труб, Н; ρ_p , ρ_m - плотность бурового раствора и материала бурильных труб соответственно, кг/м³; p_0 - перепад давления на долоте, Па; F_k - площадь сечения канала трубы, м²; $F_{т.р}$ - площадь сечения трубы, м².

Определяются касательные напряжения (Па) для труб данной секции.

Крутящий момент

$$M_k = \frac{N_b + N_d}{\omega}, \quad (170)$$

N_b - мощность на холостое вращение бурильной колонны, кВт; N_d - мощность на вращение долота, кВт; W_p - полярный момент сопротивления, м³

Рассчитывается коэффициент запаса прочности при совместном действии нормальных и касательных напряжений:

$$n_1 = \sigma_t \sqrt{\sigma_p^2 + 4\tau^2} \quad (9.55)$$

где σ_t - предел текучести материала бурильных труб, МПа.

Допустимые значения: $n=1,4$ для вертикальных скважин в нормальных условиях; $\sigma=1,45$ - при бурении в осложненных условиях.

Если величина n не отвечает требованиям, то изменяют длину секции или применяют трубы с большей прочностью. Затем необходимо задаться длиной труб второй секции с большей прочностью и выполнить аналогичный расчет.

Практическая работа № 42

РАСЧЕТ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ ТУРБИННОМ БУРЕНИИ

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков расчета бурильной колонны

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

2.2.Рабочие проекты ГТН(материалы практики)

3. Задание

3.1.Провести расчет колонны бурильных труб при турбинном бурении

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

Особенностью расчёта бурильной колонны при использовании забойных двигателей является то, что касательными напряжениями в силу их незначительности пренебрегают. Расчёт начинают с определения допустимой глубины спуска одноразмерной колонны или секции бурильных труб с учётом коэффициента запаса прочности на разрыв, затем производят расчёт на избыточное внутреннее и при необходимости наружное давления, а также проверочный расчёт на прочность в клиновом захвате.

Исходные данные:

- Пр. глубина скважины H (Пример 6 1900м) выбирается согласно материалам практики

- КНБК и типоразмер бурильных труб приняты по опыту бурения и с учетом оснащённости бурового предприятия – турбобур - согласно материалам практик, вес 3100 кг + УБТ Ø178 – 10 м, q – 145 кг/п.м.

- Плотность бурового раствора – 1300 кг/м³.

- Бурильные трубы Ø127 мм гр.пр. Дх9,2; Приведённый вес 1п.м, q = 31 кг.

- Коэффициент запаса прочности на разрыв K_3 = 1,3.

- Коэффициент, учитывающий силы инерции и сопротивления при подъеме – K_d – 1,15.

- Перепад давления на КНБК – 5,9 МПа

- Максимальное давление в бурильных трубах на устье 10 МПа.

- Глубина опорожнения бурильной колонны при работе ИП – 1000м.

1. Определяется допустимая глубина спуска бурильной колонны, составленной из труб Ø127 мм гр.пр. Дх9,2 из выражения:

$$l = \frac{Q_p - G(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_m}) - P_o S_o}{q(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_m})}, \quad (171)$$

Где $Q_p = \sigma_T \frac{F}{K_{3п}}$ – допускаемая растягивающая нагрузка с учётом запаса прочности;

G - вес КНБК и забойного двигателя кГ;

P_o - перепад давления в КНБК кГ/см²;

S_o - площадь сечения канала бурильной трубы см²;

F_1 - площадь сечения трубы по металлу

q - вес 1 метра бурильной трубы кГ;

$\rho_{ж}$ и ρ_m – плотность промывочной жидкости и материала труб соответственно;

Определяется допустимое растягивающее усилие для данного типоразмера труб

$$F_{p.кр} = \frac{\sigma_T \times S}{K_{3п} \cdot K_d} = \frac{380 \times 0,785 \left(\Phi_n^2 - D_b^2 \right)}{1,3 \times 1,15} = \frac{380 \times 0,785 \left(127^2 - 108,6^2 \right)}{1,49} = \frac{380 \times 0,0034}{1,49} = 867 \text{ кН}$$

Определяем допустимую длину бурильных труб длинного типоразмера

$$L_{\text{б.т.}} = \frac{F_{\text{р.кр}} - G_{\text{КНБК}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}} \right) \times P_o S}{q} = \frac{867 - 31 + 14,5 \left(1 - \frac{1300}{7850} \right) - 10 \times 0,093}{0,31 \left(1 - \frac{1300}{7850} \right)} = 3209 \text{ м}$$

Произведем проверочный расчет на разрыв с учетом растягивающего усилия от перепада давления в ГЗД и долоте

$$F_{\text{р}} = G_{\text{б.т.}} + G_{\text{КНБК}} + P_o S = 0,31 \times 1872 + 45,5 \times 0,834 + 0,0093 \times 10 = 614,9 \text{ кН}$$

Напряжение в теле трубы, площадь сечения которой составляет $0,0034 \text{ м}^2$ определяем из выражения

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{F_{\text{р}}}{S} = \frac{614,9}{0,0034} = 180 \text{ МПа}$$

Коэффициент запаса прочности составит

$$K_{\text{зн}} = \frac{\sigma_{\text{т}}}{\sigma_{\text{н}}} = \frac{380}{180} = 2,1 > 1,49$$

Условие запаса прочности выполнимо.

Проверка на внутреннее избыточное давление.

Расчёт производится путём определения величины напряжения, обусловленного максимально возможным внутренним избыточным давлением и его сравнением с допустимым для данного типоразмера труб.

$$\sigma_{\text{р}} = \frac{P_{\text{в.и.}} \cdot D_{\text{в}}}{2 K_{\text{р}} \cdot t}; \quad (172)$$

где $P_{\text{в.и.}}$ - ожидаемое внутреннее избыточное давление в колонне бурильных труб на рассчитываемой глубине;

$D_{\text{в}}$ – внутренний диаметр труб;

t – толщина стенки трубы;

$K_{\text{р}}$ – коэффициент разностенности труб (принимается 0,875).

$$\sigma_{\text{р}} = 10 \cdot 0,1086 / 2 \cdot 0,785 \cdot 0,0092 = 7,5 \text{ МПа}$$

$$n = \frac{\sigma_{\text{доп}}}{\sigma_{\text{р}}} \geq 1,15 \quad (173)$$

$$n = 38 / 7,5 = 5,06 > 1,15$$

Проверка на наружное избыточное давление.

Для вычисления запаса прочности на наружное давление при условии опорожнения бурильной колонны на 1000м необходимо определить его значение для данной глубины и сравнить с допустимым для используемого типоразмера труб. Поскольку бурильная колонна до глубины $H=1000\text{м}$ заполнена воздухом при атмосферном давлении $P_{\text{в}}=0$; Затрубное пространство в том же интервале заполнено буровым раствором $\rho=1300\text{кг/м}^3$

$$P_{\text{н.и.}} = \rho \cdot g \cdot H = 1300 \cdot 9,8 \cdot 1000 = 12,74 \text{ МПа}$$

Предельное (соответствующее пределу текучести) наружное давление для рассматриваемого типоразмера труб составляет 40,32МПа, следовательно

$$n = \frac{P_{\text{доп}}}{P_{\text{н.и.}}} = \frac{40,32}{12,74} = 3,16 > 1,15$$

Проверка на прочность в клиновом захвате

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используем табличное значение Q_{mk} с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

Табличное значение Q_{TK} для труб группы прочности «Д» с толщиной стенки 9,2мм составляет 1091кН или 109 100кг, с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$

$$Q_{mk} = 1091 \cdot 0,9 = 981 \text{ кН} = 98100 \text{ кг}$$

Вычисляем коэффициент запаса прочности:

$$N = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{98,1}{4,95 + 58,032} = 1,56 > 1,15$$

Условие необходимого запаса прочности выполнены.

Таблица 44 Условные обозначения

Символ	Значение символа	Единица измерения
D_n	Наружный диаметр трубы	мм; м
D_v	Внутренний диаметр трубы	мм; м
$D_{дол}$	Диаметр долота	мм; м
$D_{скв}$	Диаметр скважины	мм; м
$D_{ср}$	Средний диаметр трубы	мм; м
$d_{зм}$	Диаметр замка бурильных труб	Мм; м
S	Поперечное сечение тела трубы	мм ² ; м ²
S_0	Площадь поперечного сечения канала трубы	мм ² ; м ²
σ_n	Нормальное напряжение	Па
σ_m	Предел текучести материала трубы	Па
$\sigma_{доп}$	Допустимое напряжение	Па
$\sigma_{рез}$	Результирующее напряжение	Па
σ_p	Предел прочности	Па
$\sigma_{рад}$	Радиальные нормальные напряжения	Па
τ	Касательные напряжения	Па
$F_{кр}$	Сжимающее осевое усилие при котором происходит продольная деформация труб.	Н
F_p	Растягивающее усилие под воздействием собственного веса и перепада давления на долоте и ГЗД.	Н
$F_{p.кр}$	Допустимое растягивающее усилие с учётом запаса прочности.	
z	Глубина рассматриваемого сечения	м
G с индексом	Вес бурильных труб, УБТ, ГЗД, КНБК и других элементов бур. колонны.	Н
L с индексом	Длина бурильных труб, УБТ, ГЗД, КНБК и других элементов бур. колонны.	м
K_{zm}	Коэффициент запаса прочности, зависит от способа и условий бурения.	
K_d	Коэффициент динамичности принимается равным 1,15	
P_0	Перепад давлений на ВЗД и долоте	Па
$P_{в.и.}$	Внутреннее избыточное давление	Па

Таблица 45 Допустимые веса бурильных колонн при использовании клинового захвата.

Длина клиньев,м м	Группа Прочности Стали.	Диаметр труб, ММ.															
		89			114				127				140				
		Толщина стенки трубы, мм.															
300		7	9	11	7	8	9	10	11	7	8	9	10	8	9	10	11
	Д	59	74	88	73	83	93	102	112	80	91	102	112	99	111	122	134
	К	77	97	116	96	109	122	134	147	106	120	134	148	130	146	161	176
	Е	85	107	128	106	120	134	148	161	116	132	148	163	143	160	177	193
	Л	100	126	151	125	142	159	175	191	137	156	174	192	169	189	209	229
	М	116	146	174	144	164	183	202	220	158	180	201	222	195	218	241	264
400	Д	61	77	91	77	87	97	107	117	85	96	107	118	105	117	129	141
	К	80	101	120	101	114	128	141	153	111	126	141	156	138	154	170	186
	Е	88	111	132	111	126	140	155	169	122	139	155	171	151	169	187	204
	Л	104	131	156	131	148	166	183	199	144	164	183	202	179	200	221	241
	М	120	151	180	151	171	191	211	230	167	189	211	233	206	231	255	278

Практическая работа № 43

РАСЧЕТ ВЯЗКОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА, ПОКАЗАТЕЛЯ ФИЛЬТРАЦИИ, СНС и ДРУГИХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА в ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГОРНО -ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков определения основных параметров бурового раствора

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

2.2.Рабочие ГТН

3. Задание

3.1.Выбрать плотность бурового раствора материалам производственной практики

3.2.Выбрать показатель фильтрации бурового раствора

3.3.Выбрать СНС промывочной жидкости согласно материалам производственной практики

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

Технология выполнения

Обоснование очистного агента

Различные требования к составу и качеству промывочной жидкости в зависимости от геологических условий и технических особенностей проходки скважины, обусловили применение промывочных жидкостей нескольких типов.

1.Промывочные жидкости на водной основе (глинистые растворы, вода, буровые растворы с небольшим содержанием твердой фазы и т. д.)

2.Промывочные жидкости на неводной основе (растворы на углеводородной основе, обращенные эмульсии типа “вода в масле”, дегазированная нефть и нефтепродукты).

3.Газообразные рабочие агенты (воздух, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания).

4.Аэрированные промывные жидкости и пены.

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири при бурении скважин используются промывочные жидкости на водной основе (глинистые растворы). *Глинистые растворы целесообразно использовать по нескольким причинам:*

- способность глинизировать стенки скважины;
- способность удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии в период прекращения циркуляции.

Стратиграфический разрез Советского месторождения сложен глинистыми породами, это дает возможность применять наработку глинистого раствора непосредственно в скважине, позволив при этом сэкономить время и средства для приготовления раствора. В качестве основы раствора используют техническую воду.

$$m_{\Gamma} = q_{\Gamma} \cdot (q_{\text{БР}} - q_{\text{В}}) / (q_{\Gamma} - q_{\text{В}} \cdot (1 - n + n \cdot q_{\Gamma})) \text{ кг}; \quad (174)$$

$$V_{\Gamma} = m_{\Gamma} \cdot (1 - n + n \cdot q_{\Gamma}) / q_{\Gamma} \text{ м}^3; \quad (175)$$

$$V_{\text{В}} = 1 - V_{\Gamma} \text{ м}^3; \quad (176)$$

$$m_B = V_B \cdot q_B \text{ кг.} \quad (177)$$

Качественные показатели бентонитового глинопорошка марки ПБМА, применяемого для приготовления бурового раствора: $q_B = 2,25 \cdot 10^4$, $n = 0,08$.

По представленным формулам рассчитывается:

$$m_G = 2,25 \cdot 10^4 \cdot (1,18 \cdot 10^4 - 1,0 \cdot 10^4) / (2,25 \cdot 10^4 - 1,0 \cdot 10^4 \cdot (1 - 0,08 + 0,08 \cdot 2,25 \cdot 10^4)) = 358 \text{ кг};$$

$$V_G = 358 \cdot (1 - 0,08 + 0,08 \cdot 2,25 \cdot 10^4) / 2,25 \cdot 10^4 = 0,175 \text{ м}^3;$$

$$V_B = 1 - 0,175 = 0,825 \text{ м}^3;$$

$$m_B = 0,825 \cdot 1,0 \cdot 10^4 = 825 \text{ кг}.$$

Для бурения кондуктора необходимо приготовление 60 м^3 бурового раствора с заданным удельным весом, для этого потребуется:

$$m_G = 358 \cdot 60 = 21480 \text{ кг};$$

$$V_G = 0,175 \cdot 60 = 10,5 \text{ м}^3;$$

$$V_B = 0,825 \cdot 60 = 50 \text{ м}^3;$$

$$m_B = 825 \cdot 60 = 49500 \text{ кг}.$$

Регулирование свойств бурового раствора

Регулирование фильтрации бурового раствора осуществляется реагентами : сайпан или КМЦ. Для обработки бурового раствора сайпаном готовится 1,5 % - и водный раствор (15 кг сухого реагента на 1 м^3 воды). При первичной обработке добавка сайпана составляет 0,1 %, то есть 1 кг сухого реагента на 1 м^3 бурового раствора. Раствор сайпана вводится за 1 цикл циркуляции. Для последующих обработок достаточно введения 1% - го (10 кг на 1 м^3 воды) водного раствора сайпана из расчета 0,5 кг на 1 м^3 бурового раствора. Раствор реагента вводится за 2 цикла.

При бурении под кондуктор сайпан вводится из расчета не более 0,3 кг на 1 м^3 бурового раствора, что обеспечивает вязкость 35 - 40 секунд и фильтрацию 8 см^3 за 30 мин, при бурении интервала 410 - 1650 м в количестве $0,7 \text{ кг/м}^3$ бурового раствора, при бурении интервала 1650 - 2200 м $1,4 \text{ кг/м}^3$ раствора для снижения фильтрации до $5 \text{ см}^3/30$ мин.

Для увеличения вязкости бурового раствора необходимо применение химреагента КМЦ высоковязкой марки. Обработка бурового раствора производится водным раствором КМЦ марки Габройл НВ из расчета 1: 10 от количества химреагента сайпан.

Для снижения коэффициента трения и липкости глинистой корки, а также для сохранения коллекторских свойств пласта применяется химреагент ФК - 2000. Обработка бурового раствора производится 10 % - й водной эмульсией из расчета 5 кг на 1 м^3 бурового раствора.

В интервале бурения из-под кондуктора в целях исключения действия соединений Са необходимо сбросить раствор, на котором разбуривается цементный стакан, обязательна обработка бурового раствора кальцинированной содой.

Перед вскрытием продуктивного пласта для сохранения коллекторских свойств вводится ПАВ. Приготовление раствора ПКД - 515 из товарного продукта производят в глиномесе, используя техническую воду. ПКД - 515 вводят в глиномес, наполненный на 2/3 объёма водой в количестве 200 литров товарного продукта и тщательно перемешивают в течение 30-40 минут. Водный раствор ПКД - 515 вводят в буровой раствор в течение 2-х циклов, непосредственно при вскрытии продуктивного пласта.

В качестве разжижителя используется НТФ, которая вводится в буровой раствор в виде 1% водного раствора (10 кг реагента на 1 м^3 воды).

Качество глинистого раствора характеризуется удельным весом, вязкостью, водоотдачей, статистическим напряжением сдвига, содержанием твердой фазы.

Удельный вес (плотность)

Интервал 0 - 410 метров.

Удельный вес глинистого раствора должен быть таким, чтобы давление его столба было больше пластового и меньше давления гидроразрыва пласта.

Расчет ведется по формуле:

$$P_{пл} \times \alpha / 10 \times H \leq \gamma \leq P_{гр} \times \beta / 10 \times H \quad (178)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление на данной глубине, мПа;

$P_{гр}$ - давление гидроразрыва пласта на данной глубине, мПа

H - глубина залегания пласта, м;

α и β - коэффициенты запаса $\alpha = 1,05-1,1$; $\beta = 1,2-1,3$

$P_{пл} = 4$ мПа : $P_{гр} = 8$ мПа.

$$4 \times 10^3 \times 1,1 / 10 \times 410 \leq \gamma \leq 8 \times 10^3 \times 1,2 / 10 \times 410 \Rightarrow 1,1 < 1,18 < 2,4$$

Принимаем $\gamma = 1,18$ г/см³

Интервал от 450 до 1650 метров.

Удельный вес бурового раствора

$P_{пл} = 16,66$ мПа, $P_{гр} = 33$ мПа,.

$$16,66 \times 10^3 \times 1,1 / 10 \times 1650 \leq \gamma \leq 33 \times 10^3 \times 1,2 / 10 \times 1650 \Rightarrow 1,11 \leq \gamma \leq 2,4$$

Принимаем $\gamma = 1,13$ г/см³

Интервал 1650 – 2200 метров.

$P_{пл} = 22,22$ мПа, $P_{гр} = 37,4$ мПа

$$22,22 \times 10^3 \times 1,1 / 10 \times 2200 \leq \gamma \leq 37,4 \times 10^3 \times 1,2 / 10 \times 2200 \Rightarrow 1,11 \leq \gamma \leq 2,04$$

Принимаем $\gamma = 1,13$ г/см³.

Статистическое напряжение сдвига ч/з 10 мин.

$$CHC_{10} \geq 5 \cdot (2 - \exp(-110 \cdot d)) \cdot d \cdot (q_{п} - q_{бр}) \text{ дПа}, \quad (179)$$

где d – диаметр частицы шлама, м;

$q_{п}$ – удельный вес горной породы, Н/см³.

Статистическое напряжение сдвига через 1 мин. определяется по формуле:

$$CHC_1 \geq (d \cdot (q_{п} - q_{бр}) \cdot g \cdot K) / 6 \text{ дПа}, \quad (180)$$

где K – коэффициент, учитывающий реальную форму частицы шлама, принимаем $K = 1,5$.

Условная вязкость

$$УВ \leq 21 \cdot q_{бр} \cdot 10^{-4} \text{ сек.} \quad (181)$$

Показатель водоотдачи

$$\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / q_{бр}) + 3 \text{ см}^3 / 30 \text{ мин.} \quad (182)$$

Величина статического напряжения сдвига через 10 минут при бурении под кондуктор (0–410м), при $q_{п} = 2,4 \cdot 10^4$ Н/см³ и $d = 8 \cdot 10^{-3}$ м, составит:

$$CHC_{10} \geq 5 \cdot (2 - \exp(-110 \cdot 5 \cdot 10^{-3})) \cdot 8 \cdot 10^{-3} \cdot (2,4 - 1,18) \cdot 10^4 = 40 \text{ дПа.}$$

Величина статического напряжения сдвига через 1 мин. при бурении под кондуктор (0 – 410м) составит:

$$CHC_1 \geq (8 \cdot 10^{-3} \cdot (2,4 - 1,18) \cdot 10^4 \cdot 9,8 \cdot 1,5) / 6 = 20 \text{ дПа.}$$

Условная вязкость при бурении под кондуктор (0 – 410м)

$$УВ \leq 21 \cdot 1,18 \cdot 10^4 \cdot 10^{-4} = 25 \text{ сек.}$$

Показатель водоотдачи при бурении под кондуктор (0 – 410м)

$$\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / 1,18 \cdot 10^4) + 3 = 8 \text{ см}^3 / 30 \text{ мин.}$$

Величина статического напряжения сдвига через 10 мин. при бурении под эксплуатационную колонну (410 - 1650 м) при $q_{\Pi}=2,4 \cdot 10^4 \text{ Н/см}^2$ и $d = 3 \cdot 10^{-3} \text{ м}$, составит:
 $\text{CHC}_{10} \geq 5 \cdot (2 - \exp(-110 \cdot 5 \cdot 10^{-3})) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot (2,4 - 1,13) \cdot 10^4 = 20 \text{ дПа}$.

Статическое напряжение сдвига через 1 мин. при бурении под эксплуатационную колонну (410-1650 м) составит:

$$\text{CHC}_1 \geq (3 \cdot 10^{-3} \cdot (2,4 - 1,13) \cdot 10^4 \cdot 9,8 \cdot 1,5) / 6 = 10 \text{ дПа}.$$

Условная вязкость при бурении под эксплуатационную колонну (410 - 1650 м) составит:

$$\text{УВ} \leq 21 \cdot 1,13 \cdot 10^4 \cdot 10^{-4} = 24 \text{ сек}.$$

Показатель водоотдачи при бурении под эксплуатационную колонну (410–1650 м) составит:

$$\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / 1,13 \cdot 10^4) + 3 = 8 \text{ см}^3 / 30 \text{ мин}.$$

Статическое напряжение сдвига через 10 мин. при бурении под эксплуатационную колонну (1650-2200 м, имея $q_{\Pi}=2,4 \cdot 10^4 \text{ Н/см}^2$ и $d = 3 \cdot 10^{-3} \text{ м}$), составит:

$$\text{CHC}_{10} \geq 5 \cdot (2 - \exp(-110 \cdot 5 \cdot 10^{-3})) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot (2,4 - 1,13) \cdot 10^4 = 20 \text{ дПа}.$$

Величина статического напряжения сдвига через 1 мин. при бурении под эксплуатационную колонну (1650 – 2200 м) составит:

$$\text{CHC}_1 \geq (3 \cdot 10^{-3} \cdot (2,4 - 1,13) \cdot 10^4 \cdot 9,8 \cdot 1,5) / 6 = 10 \text{ дПа}.$$

Условная вязкость при бурении под эксплуатационную колонну (1650–2200 м) составит:

$$\text{УВ} \leq 21 \cdot 1,13 \cdot 10^4 \cdot 10^{-4} = 23 \text{ сек}.$$

Показатель водоотдачи при бурении под эксплуатационную колонну (1650-2200 м) составит:

$$\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / 1,13 \cdot 10^4) + 3 = 8 \text{ см}^3 / 30 \text{ мин}.$$

Примем значение показателя водоотдачи $\Phi = 5 \text{ см}^3 / 30 \text{ мин}$.

Уровень pH по всем интервалам принимаем равный 8, так как применяемый комплекс реагентов обеспечивает стабильную работу при уровне $\text{pH} \geq 8$.

Показатель содержания песка, исходя из опыта бурения скважин на Советском месторождении, по всем интервалам принимаем равный 1%.

Практическая работа № 45

ПОСТРОЕНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ И ЗАПОЛНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ГТН

2 часа

1. Цель работы

Приобретение практических навыков выбора конструкции скважины

2. Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания

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. При недостатке 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 АВ, EF, KL, ОР 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 до 1200 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 $1,45 \text{ г/см}^3$ не допускаются больше чем на $0,02 \text{ г/см}^3$, а для значений выше $1,45 \text{ г/см}^3$ – не более чем на $0,03 \text{ г/см}^3$ (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 H_K определяем по формуле:

$$H_K \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_\phi}{\Delta P_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_\phi}$$

где $P_{пл}$ – максимальное пластовое давление, МПа;

L – глубина скважины, м;

γ_ϕ – плотность пластового флюида, г/см³;

$\Delta P_{гр}$ – 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.

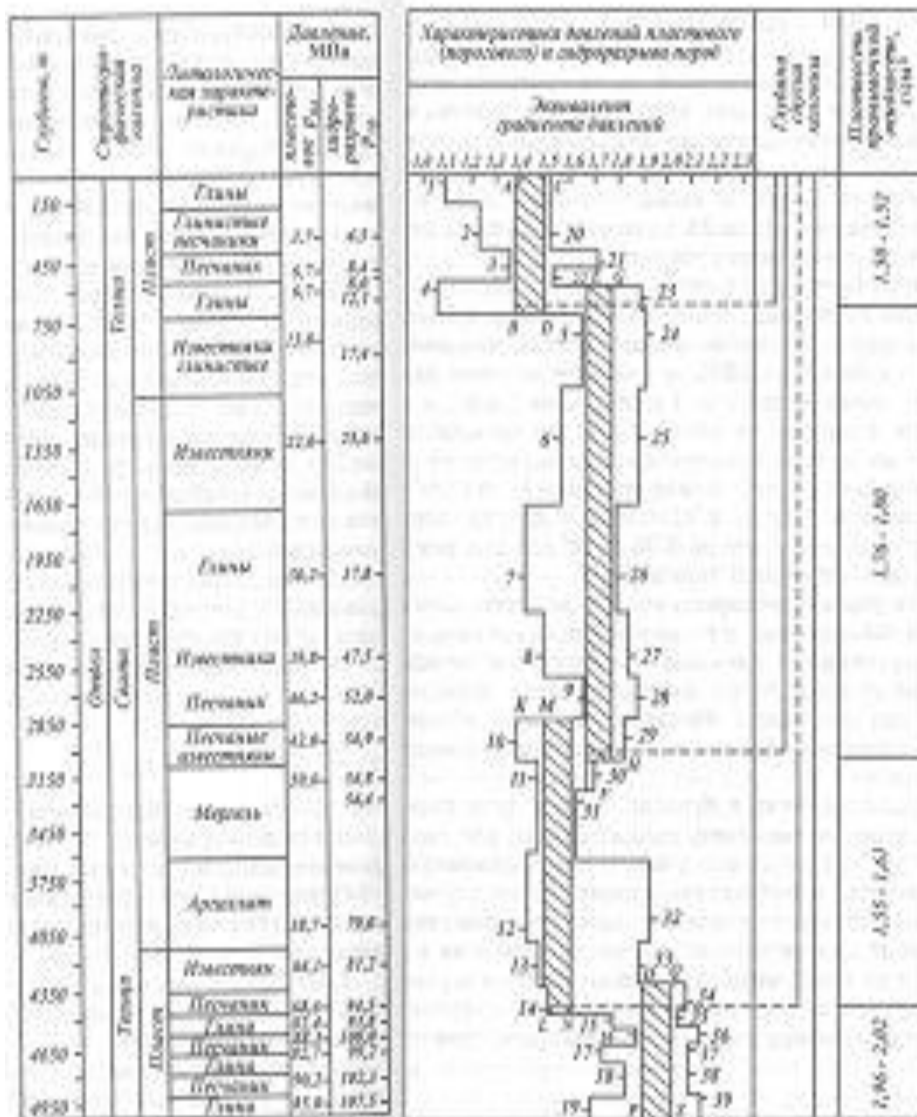


Рисунок 12 График совмещенных условий
Выбор интервалов цементирования

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

0. направление, кондуктор, потайные колонны цементируются на всю длину;
1. 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 47.

Таблица 47 Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, м ³ /сут	Ориентировочный диаметр, мм	Суммарный дебит, тыс. м ³ /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 48.

Таблица 48 Минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны

Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	Разность диаметров 2Δ , мм	Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	Разность диаметров 2Δ , 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 D_d для бурения под эксплуатационную (промежуточную) колонну рассчитываем по формуле:

$$D_d = D_M + 2\Delta,$$

где D_M – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

2Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны, мм.

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

Внутренний диаметр кондуктора D_k определяется по формуле:

$$D_k = D_\partial + (6-8), \text{ мм}$$

где D_∂ – 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 49

Основные размеры (в мм) обсадных труб 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
	минимальная	максимальная	от	до	нормальный	уменьшенный	
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
<i>Примечание:</i> 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 № 46-47

РАСЧЕТ ОБСАДНОЙ КЛОННЫ НА ПРОЧНОСТЬ

4 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков расчета обсадной колонны на прочность

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

3.1. Изучить методику расчета ОК на прочность

3.2.Расчет наружных избыточных давлений

3.3. Расчет внутренних избыточных давлений

3.4 Расчет параметров ОК

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчет наружных избыточных давлений

4.3. Расчет внутренних избыточных давлений

4.4 Расчет параметров ОК

Технология выполнения

Основная задача расчёта сводится к:

5. Выбору главных нагрузок;

6. Определению периода времени, когда эти нагрузки достигают максимальных значений;
7. Расчёту величины этих нагрузок;
8. Подбору обсадных труб и оснастки с соответствующими прочностными характеристиками.

В конечном итоге, ОК в любом сечении по длине должна соответствовать действующим нагрузкам.

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОК

6. Спуск ОК (в процессе спуска обсадная колонна периодически подвешивается в клиновом захвате для наращивания очередной трубы, проводятся промежуточные промывки заколонного пространства, доливание колонны с незаполняющимся обратным клапаном, расхаживание и вращение колонны в местах посадок):
 - осевое растяжение под действием собственного веса, при расхаживании за счёт сил инерции и трения, от внутреннего гидродинамического давления при промывках;
 - осевое сжатие (за счёт выталкивающей силы и веса колонны при посадках);
 - радиальное смятие (клиновой захват, наружное избыточное давление при незаполненной колонне);
 - кручение (при свинчивании труб и вращении колонны);
 - радиальное растяжение за счёт внутренних избыточных гидростатических давлений и гидродинамических давлений (при промывках);
 - изгиб (за счёт профиля, веса колонны при посадках и за счёт выталкивающей силы).
7. Процесс цементирования (заключается в закачке в обсадную колонну тампонажной смеси и продавке её в затрубное пространство. При этом обсадная колонна может подвешиваться на талевой системе буровой установки и для повышения качества цементирования расхаживаться):
 - осевое растяжение от собственного веса, от гидродинамических внутренних давлений и от сил инерции и трения при расхаживании;
 - осевое сжатие (от действия выталкивающей силы);
 - изгиб (за счёт профиля и действия выталкивающей силы);
 - радиальное смятие (за счёт наружных избыточных гидростатических и гидродинамических давлений);
 - радиальное растяжение (за счёт внутренних избыточных и гидростатических и гидродинамических давлений).
8. Заключительные работы (на этапе заключительных работ по цементированию обсадная колонна подвешивается в колонной головке с последующим контролем качества цементирования проверкой герметичности. Герметичность проверяется двумя способами; опрессовкой и снижением уровня):
 - осевое растяжение (после ОЗЦ колонна натягивается и закрепляется в колонной головке натяжением);
 - радиальное растяжение (избыточное внутреннее давление при опрессовке);
 - радиальное смятие (наружное избыточное давление при проверке герметичности снижением уровня);
9. Испытание и освоение (скважина законченная бурением и креплением подлежит испытанию и освоению. При испытании разведочных скважин или освоении добывающих производится перфорация колонны в интервале продуктивного пласта и вызов притока снижением давления в скважине):
 - радиальное смятие (при вызове притока возникает избыточное наружное давление;

- радиальное растяжение (внутреннее избыточное давление после заполнения колонны пластовым флюидом и закрытом устье).
- 10. Эксплуатация (в процессе эксплуатации скважины давление пластового флюида постоянно снижается, достигая минимума в конце эксплуатации. Для интенсификации притока в добывающей скважине могут проводиться работы по воздействию на призабойную зону пласта, например гидроразрыв, закачка цементного раствора при ремонтных работах, возможен также перевод добывающей скважины на нагнетательную):
- радиальное смятие (за счёт избыточного наружного давления при снижении уровня флюида или давления газа в колонне в конце эксплуатации);
- радиальное растяжение (за счёт избыточного внутреннего давления при гидроразрыве пород, переводе скважины в нагнетательную и ремонтных работах)

Анализ всех рассмотренных выше нагрузок, проведённых специалистами с применением теоретических расчётов и в экспериментах, показал, что наиболее опасными для обсадных колонн являются нагрузки от действия статических избыточных наружных и внутренних давлений и осевые растягивающие (сжимающие) нагрузки от собственного веса. На эти виды нагрузок производится расчёт обсадных колонн и выбор труб для них с учётом коэффициентов запаса, которые мы с вами уже записали. В инструкции по расчёту обсадных колонн, на все эти виды нагрузок даны критические значения для различных типов труб по ГОСТ 632-80.

ВИДЫ СТАТИЧЕСКИХ ДАВЛЕНИЙ В СКВАЖИНЕ:

На всех рассмотренных выше этапах работы с обсадными колоннами имеют место следующие виды давлений в скважине, которые могут учитываться при расчёте статических избыточных внешних и внутренних давлений.

10. Гидростатическое давление столба воды;
11. Гидростатическое давление столба БР;
12. Давление столба буферной жидкости;
13. Давление столба пластового флюида;
14. Давление столба тампонажной раствора;
15. Давление составного столба различных жидкостей;
16. Давление столба цементного камня;
17. Давление столба составного различных жидкостей и цементного камня;
18. Давление пластовое (Измеряется или прогнозируется);
10. Давление горное.

Для жидких сред поз. 1 – 6 давление определяется по законам гидростатики, для позиций 1-5 по формуле:

$$P_{1-5} = \rho_{1-5} g h_{1-5}, \quad \text{Па}$$

а для поз. 6 по формулам (т.к. жидкость не сжимаема):

$$\sum P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = g (\rho_1 h_1 + \rho_2 h_2 + \rho_3 h_3 + \rho_4 h_4); \quad \sum P = \rho_{срв} g L; \quad \rho_{срв} = (\rho_1 h_1 + \rho_2 h_2 + \rho_3 h_3 + \rho_4 h_4) : (h_1 + h_2 + h_3 + h_4 = L);$$

Давление столба цементного камня $P_{цк}$ (поз. 7) определяется по формуле:

$$P_{цк} = \rho_{тр} g h_{цк} (1 - \kappa), \quad \text{Па}$$

где: κ – коэффициент разгрузки, связанной с твердением цементного раствора, который определяется из таблицы

Во всех формулах $[\rho]=\text{кг/м}^3$, $[h]=\text{м}$.

Давление составного столба цементного камня и жидкости $P_{цк+ж}$ равно:

$$P_{цк+ж} = P_{цк} + P_{ж}$$

Диаметры ОТ	κ
114-178	0,25
194-245	0,3
273-324	0,35
340 и более	0,4

Пластовое давление при расчётах обсадных колонн берётся прогнозируемое, либо фактически измеренное путём определения избыточного давления на загерметизированном устье скважины в конце проводки скважины. Пластовое давление берётся среднее по интервалу и учитывается на интервале пласта ± 50 м.

Горное давление представляет опасность для обсадных колонн только со стороны текучих пород в интервале этих пород ± 50 м.. В этом случае оно определяется по формуле:

$$P_{\Gamma} \text{ для текучих пород} = \rho_{\text{ГОРНОЕ}} g L, \text{ Па}$$

где $\rho_{\text{ГОРНОЕ}} = 2600 \text{ кг/м}^3$;
 L –средняя глубина залегания ТП.

ОБЩИЙ ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ СХЕМ И ФОРМУЛ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ $P_{\text{НИ}}$

8. Определиться с категорией скважины (добывающая, нагнетательная, нефтяная или газовая, поисковая или разведочная);
 9. Построить схему расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбрать расчётные точки;
 10. Определяем наличие текучих пород. При отсутствии таких пород исключить из расчёта интервалы действия горного давления;
 11. Определяем расчётным путём соотношение между $P_{\text{ПЛ}}$ и $\Sigma P_{\text{ГС}}$ (если $P_{\text{ПЛ}} \leq \Sigma P_{\text{ГС}}$, то определяем по $\Sigma P_{\text{ГС}}$);
 12. Для выбранной схемы определяем $P_{\text{НИ}}$:
 - ✓ конец продавки тампонажной смеси;
 - ✓ проверка герметичности снижением уровня;
 - ✓ для операции вызова притока;
 - ✓ период конца эксплуатации.
 13. Для каждого случая перечисленного в п.5 строятся графики $P_{\text{НИ}}$ в координатах «глубина – $P_{\text{НИ}}$ ». Изменение давления по глубине между расчётными точками принимается прямолинейным. Пример такого графика и соответствующей схемы при вызове притока снижением уровня приведён на рисунке;
 14. Строится обобщённый график по точкам с наибольшими значениями $P_{\text{НИ}}$. Этот график используется в дальнейшем для расчёта ОК.
- На практике $P_{\text{НИ}}$ достигает максимума в конце эксплуатации.

рисунок

РАСЧЁТ НАРУЖНЫХ ИЗБЫТОЧНЫХ ДАВЛЕНИЙ

На ОК скважины действует давление со стороны кольцевого пространства, называемое $P_{\text{Н}}$ (наружное давление) и действует давление внутри колонны $P_{\text{В}}$ (внутреннее давление), разность этих давлений составляет $P_{\text{НИ}}$. В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. $P_{\text{НИ}} = P_{\text{Н}} - P_{\text{В}}$; $P_{\text{НИ}} \Rightarrow \text{max}$. Имеются три таких случая.

1 случай: При цементировании

- в конце продавки ТС и снятом на устье давлении;

2 случай: При снижении уровня жидкости в колонне:

- при испытании на герметичность снижением уровня;
- вызов притока (в начале эксплуатации).

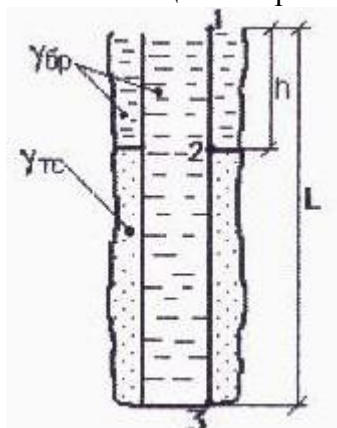
3 случай: Конец эксплуатации

- снижение уровня флюида для нефтяных скважин, снижение давления для газовых скважин.

ПЕРВЫЙ СЛУЧАЙ

который встречается в период цементирования в конце продавки ТС.

Схема 13.– цементирование колонны без выхода тампонажного р-ра на устье



Точка 1 → устье скважины

$$P_{\text{НИ}} = P_{\text{Н}} - P_{\text{В}}; \quad P_{\text{Н}} = 0; \quad P_{\text{В}} = 0; \quad P_{\text{НИ}} = 0.$$

Точка 2 → уровень ТС за колонной

$$P_{\text{НИ}} = P_{\text{Н}} - P_{\text{В}}; \quad P_{\text{Н}} = \rho_{\text{БР}} g h; \quad P_{\text{В}} = \rho_{\text{ПЖ}} g h; \quad P_{\text{НИ}} = (\rho_{\text{БР}} - \rho_{\text{ПЖ}}) g h$$

Точка 3 → забой скважины

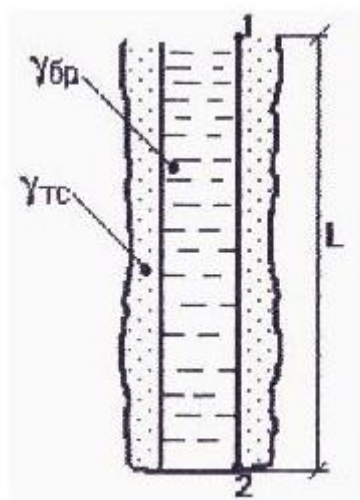
$$P_{\text{НИ}} = P_{\text{Н}} - P_{\text{В}}; \quad P_{\text{Н}} = g (\rho_{\text{БР}} \cdot h + \rho_{\text{ТР}} (L - h));$$

$\rho_{\text{ТР}}$ может быть принята как средневзвешенная;

$$P_{\text{В}} = \rho_{\text{ПЖ}} g L;$$

$$P_{\text{НИ}} = g [\rho_{\text{БР}} h + \rho_{\text{ТР}} (L - h) - \rho_{\text{ПЖ}} L] \quad , \quad \text{Па.}$$

Схема 14 – цементирование колонны до устья



Точка 1 → $P_{\text{НИ}} = 0$

Точка 2 → $P_{\text{НИ}} = (\rho_{\text{ТР}} - \rho_{\text{ПЖ}}) g L$

Данные для расчёта должны быть заданы: $\rho_{\text{БР}}$, $\rho_{\text{ТР}}$, $\rho_{\text{ПЖ}}$, L , h .

ВТОРОЙ СЛУЧАЙ

характерный для периода начала эксплуатации при котором производят снижение уровня жидкости в колонне

За $P_{\text{В}}$ принимается:

- Давление столба воды $\rho_{\text{г}}$ (при испытании на герметичность). Значения величины снижения уровня при испытании колонны на герметичность производят в соответствии с инструкцией по расчёту обсадных колонн, по таблице:

Глубина скважины, м	до 500	500-1000	1000-1500	1500-2000	Более 2000

Величина снижения уровня, м не менее	400	500	650	800	1000
--------------------------------------	-----	-----	-----	-----	------

4. Давление столба нефти или азрированной жидкости p_n (при вызове притока) или величина депрессии ΔP (при отсутствии достоверно обоснованных данных может быть принята равной $\Delta P = 0,5 P_{пл}$).

За P_n принимается:

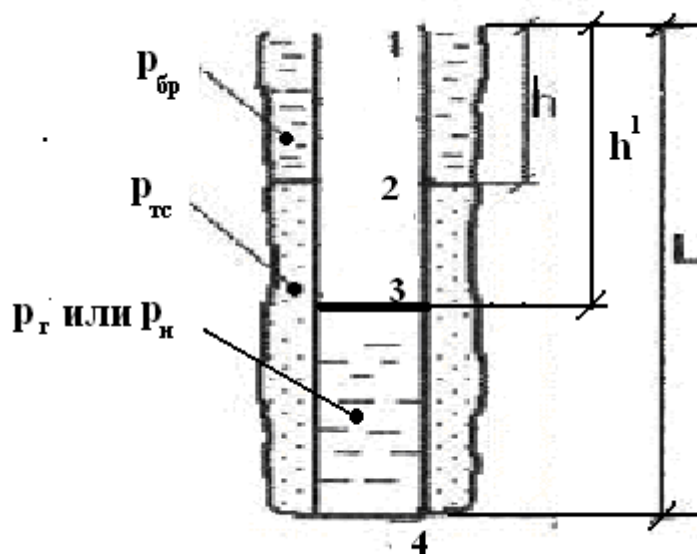
7. В не зацементированном интервале (0 - h) – давление столба БР
8. В зацементированном интервале (h - L) давление составного столба от БР и столба цементного камня по формулам которые мы записали выше
9. При наличии текучих пород принимается $P_{горное}$ (анализируется интервал их расположения в разрезе ± 50 м);
10. При АВПД принимается $P_{пл}$ (интервал ± 50 м), если $P_{пл} > \sum P_{гс} = P_{бр} + P_{цк}$.
11. Для первых на площади разведочных 2 – 3 скважин за P_n принимается давление БР в интервале, где закончилось бурение ($P_{бр}$).

Схема 15.– цементирование колонны без выхода тампонажного р-ра на устье

Схема 16. – подобно схеме 3, исключая столб h

ТРЕТИЙ СЛУЧАЙ

соответствующий концу эксплуатации скважины.



За P_B принимается:

1. Давление столба нефти в скважине в конце эксплуатации (для нефтяных скважин). Максимальное снижение уровня пластовой нефти H в конце эксплуатации нефтяной скважины при отсутствии промысловых данных может быть принята равной $H = 2/3 L$, где L глубина скважины.
2. Остаточное давление газа в скважине для газовых скважин, которое задаётся экономической целесообразностью её дальнейшей эксплуатации. При отсутствии промысловых данных минимальное давление газа в конце эксплуатации может быть принято равным:

$$P_{мин} = 0,5 - 1 \text{ МПа.}$$

За P_n принимается:

1. В не зацементированном интервале (0 - h) – давление столба БР;

2. В зацементированном интервале ($h - L$) давление составного столба от БР и столба цементного камня по формулам которые мы записали выше;
5. При наличии текучих пород принимается $P_{\text{ГОРНОЕ}}$ (анализируется интервал их расположения в разрезе ± 50 м);
6. При АВПД принимается $P_{\text{ПЛ}}$ (интервал ± 50 м), если $P_{\text{ПЛ}} > \Sigma P_{\text{ГС}} = P_{\text{БР}} + P_{\text{ЦК}}$.
7. Для первых на площади разведочных 2 – 3 скважин за $P_{\text{Н}}$ принимается давление БР в интервале, где закончилось бурение ($P_{\text{БР}}$).

Схема 17. – цементирование колонны без выхода тампонажного р-ра на устье

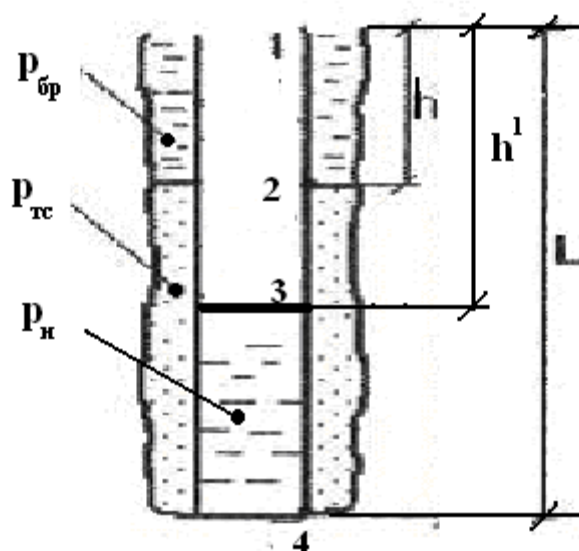


Схема 6. – подобно схеме 5, исключая столб h

РАСЧЁТ ВНУТРЕННИХ ИЗБЫТОЧНЫХ ДАВЛЕНИЙ

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для внешних избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. $P_{\text{ВИ}} = P_{\text{В}} - P_{\text{Н}}$; $P_{\text{ВИ}} \Rightarrow \max$. Имеются два таких случая.

1 случай: Конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения.

2 случай: Опрессовка колонны с целью проверки её герметичности.

ПЕРВЫЙ СЛУЧАЙ

который встречается в период цементирования в конце продавки ТС. Известно, что при цементировании максимальные давления в цементирующей головке $P_{\text{ЦГ}}$ возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп-кольцо. Величина этого давления составит:

$$P_{\text{ЦГ}} = \Delta P_{\text{ГС}} + P_{\text{ГД}} + P_{\text{СТ}}$$

где: $\Delta P_{\text{ГС}}$ – разность гидростатических давлений, возникающих из-за разности плотностей жидкости в затрубном пространстве и внутри колонны;

$P_{\text{ГД}}$ – гидродинамическое давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений жидкости при движении её внутри колонны и в затрубном пространстве;

$P_{\text{СТ}}$ – дополнительное давление, возникающее при получении сигнала “стоп”.

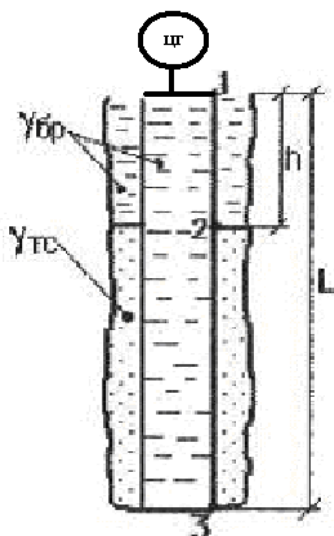
Гидродинамическое давление ориентировочно может быть найдено по эмпирической формуле:

$$P_{\text{ГД}} = 0,002 L + 1,6, \text{ МПа.}$$

Величина $\Delta P_{ГС}$ для случая цементирования до устья равна $(\rho_{ТР} - \rho_{БР}) g L$, в противном случае равна $(\rho_{ТР} - \rho_{БР}) g (L-h)$, где h – уровень тампонажного раствора.

Для этих двух случаев приводим схемы расчётов 1 и 2.

Схема 18. – цементирование колонны без выхода тампонажного р-ра на устье



Точка 1 → устье скважины

$P_{ВИ} = P_B - P_H$; $P_H = 0$; $P_B = P_{ЦГ}$; $P_{ВИ} = P_{ЦГ}$.

Точка 2 → уровень ТС за колонной

$P_{ВИ} = P_B - P_H$; $P_H = \rho_{БР} g h$; $P_B = P_{ЦГ} + \rho_{БР} g h$; $P_{ВИ} = P_{ЦГ}$

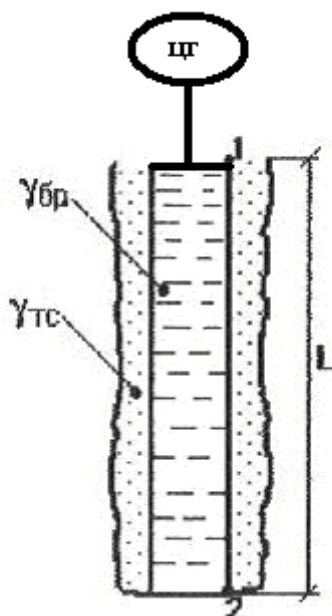
Точка 3 → забой скважины

$P_{ВИ} = P_B - P_H$; $P_H = \rho_{БР} g h + \rho_{ТС} g (L - h)$;

$\rho_{ТС}$ может быть принята как средневзвешенная;

$P_B = P_{ЦГ} + \rho_{БР} g L$; $P_{ВИ} = P_{ЦГ} - (\rho_{ТР} - \rho_{БР}) g (L - h)$; Па

Схема 19 – цементирование колонны до устья



Точка 1 → $P_{ВИ} = P_B - P_H$; $P_{НИ} = 0$; $P_B = P_{ЦГ}$; $P_{ВИ} = P_{ЦГ}$

Точка 2 → $P_{ВИ} = P_{ЦГ} - (\rho_{ТР} - \rho_{БР}) g L$ Па

ВТОРОЙ СЛУЧАЙ

характерный для опрессовки скважины.

В этом случае:

$P_B = P_{ОП} + P_{ГС}$

1. $P_{оп}$ - давление опрессовки обсадной колонны. В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» величина давления опрессовки $P_{оп}$ должна составлять:

$$P_{оп} = 1,1 P_y$$

где: P_y – максимальное ожидаемое давление на устье.

Для добывающих скважин максимальное давление на устье возникает в начальный момент эксплуатации при закрытом устье. Для нефтяных скважин это давление составит:

$$P_y = P_{пл} - \rho_n g L$$

где: $P_{пл}$ – пластовое давление в МПа;

L – глубина измерения пластового давления, м;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³.

Для газовых скважин полностью заполненных газом при закрытом устье в начальный момент это давление равно:

$$P_y = P_{пл} / e^s$$

где: e – основание натурального логарифма;

$s = 10^{-4} \rho_{отн} L$ (упрощённая формула);

$\rho_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху, обычно равная 0,6.

В тех случаях, если в процессе эксплуатации скважины возникает необходимость гидроразрыва пласта и давление для этой технологической операции превышает рассчитанные по вышеприведённым формулам, то в качестве максимального устьевого давления принимают давление гидроразрыва пласта.

Для скважин других категорий максимальное давление на устье определится необходимым давлением для производства соответствующей технологической операции - нагнетание рабочей жидкости для поддержания пластового давления и др.

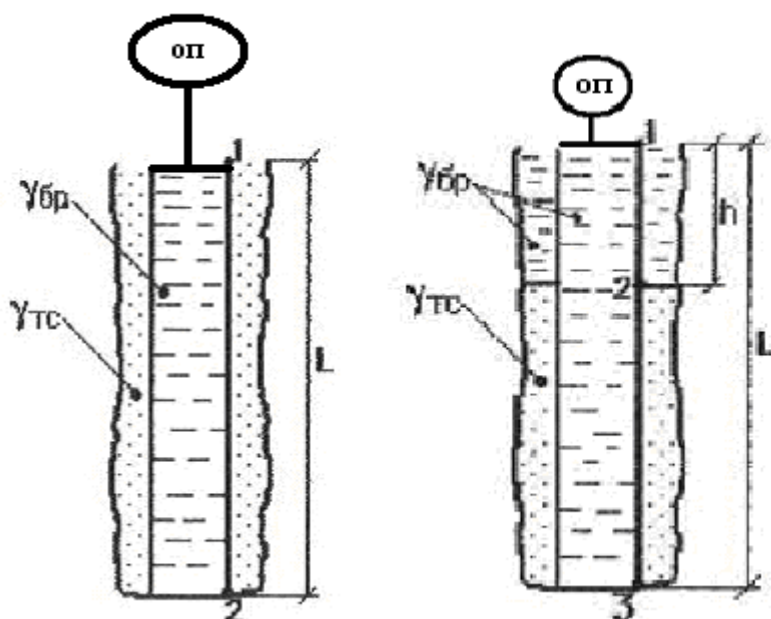
В любом случае давление опрессовки $P_{оп}$ не должно быть ниже минимальных $P_{опмин}$, то есть $P_{оп} \geq P_{опмин}$, которые в инструкции по расчёту обсадных колонн даны в виде таблицы:

Диаметр обсадных колонн, мм	114-127	140-146	168-174	178-194	219-351	273-351	397-508
$P_{опмин}$ Атм (МПа)	150 (15)	125 (12,5)	115 (11,5)	95 (9,5)	90 (9)	75 (7,5)	65 (6,5)

3. $P_{гс}$ - гидростатическое давление столба жидкости, которой производится опрессовка скважины.

За P_n принимается:

1. В не зацементированном интервале (0 - h) – давление столба БР;
2. В зацементированном интервале (h - L) давление составного столба от БР и столба цементного камня по формулам которые мы записали выше;
3. При наличии текучих пород принимается $P_{горное}$ (анализируется интервал их расположения в разрезе ± 50 м);
4. При АВПД принимается $P_{пл}$ (интервал ± 50 м), если $P_{пл} > \sum P_{гс} = P_{бр} + P_{цк}$.
5. Для первых на площади разведочных 2 – 3 скважин за P_n принимается давление БР в интервале, где закончилось бурение ($P_{бр}$).



По данным расчета, как и для случая наружных избыточных давлений, строятся графики внутренних избыточных давлений для момента конца продавки ТС и периода опрессовки в координатах “глубина Р_{ви}”. Затем по ним строится совмещенный график внутренних избыточных давлений, который используется при расчетах секций обсадных колонн. Определение страгивающих нагрузок на растяжение производится при расчетах параметров ОК, так как в этом случае необходимо знать вес её секций.

РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, который уже вами выбран при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группы прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимается также тип обсадных труб и вид исполнения (“А” или “Б”)

Перед началом расчёта вы должны определиться с наиболее опасными нагрузками, с которых начнёте расчёт параметров ОК. При анализе используются совмещенные графики избыточных наружных и внутренних давлений. Из этих графиков видно, что наружные избыточные давления достигают максимума на забое скважины. Уровень наружных избыточных давлений, как правило, больше внутренних, к тому же, прочность на внутреннее давления выше прочности на смятие (наружные избыточные давления), поэтому, за начало расчета в большинстве случаев принимают наружное избыточное давление и расчёт параметров ОК начинается снизу ОК.

Расчёт начинают с определения параметров нижней (1-ой секции).

1. Секция

1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции $P_{см}^1$, которая удовлетворяет условию:

$$P_{см}^1 \geq n_{см} P_{ни}^1$$

где: $P_{ни}^1$ - величина наружного избыточного давления в начале 1-ой секции (на забое);

$n_{см}$ - коэффициент запаса на смятие внешним избыточным давлением (1,0 - 1,3).

2) Находится толщина стенки δ^1 , которая обеспечивает найденную прочность на смятие или на критические давления (по таблице в Инструкции по расчёту обсадных колонн).

Так как по мере удаления от забоя $P_{ни}^1$ снижается, то на какой-то глубине могут быть установлены трубы с меньшей толщиной стенки.

3) Находится значение $P_{ни}^2$, которое обеспечится прочностью трубы со следующей меньшей толщиной стенки δ^2 из условия:

$$P_{ни}^2 = P_{см}^2 / n_{см}$$

где: $P_{см}^2$ - прочность труб на смятие для следующей за δ^1 толщины $\delta^2 < \delta^1$ (находится по таблице в Инструкции по расчету).

4) По обобщённому графику наружных избыточных давлений находится глубина L^1 , на которой действует $P_{ни}^2$ (предварительная глубина установки 1-ой секции).

5) Определяется предварительная длина 1-ой секции l^1

$$l^1 = L - L^1$$

где L - глубина скважины.

6) Рассчитывается предварительный вес 1-ой секции G^1

$$G^1 = l^1 \cdot q^1$$

где q^1 - вес 1 м. труб 1-ой секции с толщиной стенки δ^1 (находится в таблице основных характеристик выбранных обсадных труб).

7) Корректируется прочность на смятие труб для 2-ой секции с учетом двухосного нагружения от наружного избыточного давления и растяжения от веса 1-ой секции по выражению

$$*P_{см}^2 = P_{см}^2 (1 - 0,3 G^1 / Q_T^2),$$

где: $*P_{см}^2$ - прочность на смятие труб 2-ой секции при двухосном нагружении;

$P_{см}^2$ - прочность на смятие труб 2-ой секции при радиальном нагружении (табличное значение);

G^1 - растягивающая нагрузка на 2-ю секцию, равная весу 1-ой секции;

Q_T^2 - растягивающая нагрузка для 2-ой секции, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести (находится по таблице в Инструкции по).

8) Находится новое (откорректированное) значение наружного избыточного давления $*P_{ни}^2$, которое обеспечится прочностью труб с толщиной стенки δ^2 , но с учетом двухосного нагружения по условию (повторение п. 3):

$$*P_{ни}^2 = *P_{см}^2 / n_{см}$$

9) На графике наружных избыточных давлений находится новая (откорректированная) глубина $*L^1$, на которой действует $*P_{ни}^2$ (глубина установки 1-ой секции).

10) Определяется откорректированная длина 1-ой секции

$$*l^1 = L - *L^1$$

11) Рассчитывается откорректированный вес 1-ой секции

$$*G^1 = *l^1 \cdot q^1$$

12) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 2-ой секции на глубине $*L^1$ при откорректированной длине 1-ой секции $*l^1$ на внутреннее давление:

$$n_p = P_p^2 / P_{ви}^2$$

где: P_p^2 - прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки δ^2 (найденно по таблице в Инструкции.....);

$P_{ви}^2$ - внутреннее избыточное давление на глубине $*L^1$ (определяется по обобщённому графику избыточных внутренних давлений).

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{стр} = Q_{стр}^2 / *G^1$$

где $Q_{стр}^2$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции с толщиной стенок δ^2 (определено по таблице в Инструкции по);

$*G^1$ - растягивающая нагрузка на 2-ую секцию, равная откорректированному весу 1-ой секции.

Рассчитанные коэффициенты должны быть больше допустимых коэффициентов

запаса прочности. Для диаметров труб от 114 до 219 мм $n_p=1,15$, для диаметров свыше 219 мм $n_p=1,15$ (исполнение А) и $n_p=1,45$ (исполнение Б). $n_{стр}$ в таблице

диаметры труб, мм	длина колонны, м	коэффициент запаса прочности, $n_{стр}$
от 114 до 168	до 3000	1,15
	свыше 3000	1,30
от 178 до 219	до 1500	1,30
	свыше 1500	1,45

Как правило, ввиду малых значений величин $P^2_{ви}$ и $*G^1$ вблизи забоя, эти условия в большинстве случаев соблюдаются. В противном случае либо устанавливается глубина, на которой будут соблюдены условия прочности для толщины труб 2-ой секции, либо толщина стенок 2-ой секции увеличивается до значения, обеспечивающего условия прочности.

13) При соблюдении условий прочности для второй секции параметры 1-ой секции принимаются окончательно

группа прочности	"	D''
толщина стенок		δ^1
длина секции	$*l^1$	
глубина установки	$*L^1$	
интервал установки	$L - *L^1$	
вес секции	$*G^1$	

2. Секция

1) Группа прочности материала труб для 2-ой секции принимается такой же, как для 1-ой.

2) Толщина стенок труб для 2-ой секции принята равной δ^2 при определении параметров 1-ой секции.

Трубы с толщиной стенки δ^2 могут быть установлены до глубины, на которой действующее наружное избыточное давление обеспечат трубы со следующей меньшей толщиной стенки $\delta^3 < \delta^2$.

3) Находится значение наружного избыточного давления $P^3_{ни}$ из условия $P^3_{ни} = P^3_{см} / n_{см}$

где $*P^3_{см}$ - прочность труб на смятие для толщины труб δ^3 (значение из таблицы для критических давлений в Инструкции по)

4) На графике наружных избыточных давлений находится глубина L^2 , на которой действует $P^3_{ни}$ (предварительная глубина установки 2-ой секции).

5) Определяется предварительная длина 2-ой секции l^2

$$l^2 = *L^1 - L^2$$

где: $*L^1$ - откорректированная глубина установки 1-ой секции.

6) Рассчитывается предварительный вес 2-ой секции G^2

$$G^2 = l^2 q^2$$

где q^2 - вес 1 м труб с толщиной стенки δ^2 (значение из таблицы сортамента выбранных обсадных труб).

7) Корректируется прочность на смятие труб 3-ей секции с толщиной стенок δ^3 в условиях двухосного нагружения

$$*P^3_{см} = P^3_{см} (1 - 0,3 \Sigma G^2 / Q^3_T),$$

где: $*P^3_{см}$ - прочность на смятие труб 3-ей секции при двухосном нагружении;

$P^3_{см}$ - прочность на смятие труб 3-ей секции при радиальном нагружении (критические давления из Инструкции по);

ΣG^2 - нагрузка растяжения на 3-ю секцию, равная сумме откорректированного веса 1-ой секции $*G^1$ и предварительного веса 2-ой секции;

Q^3_T - нагрузка растяжения на пределе текучести для труб 3-ей секции (значение из таблицы в Инструкции по).

8) Находится новое (откорректированное) значение наружного избыточного давления $*P^3_{ни}$, которое обеспечится прочностью труб с толщиной стенки δ''' , но с учетом двухосного нагружения из условия:

$$*P^3_{ни} = *P^3_{см} / n_{см}$$

9) На обобщенном графике наружных избыточных давлений находится новая (откорректированная) глубина установки 2-ой секции $*L^2$, на которой действует $*P^3_{ни}$.

10) Определяется откорректированная длина 2-ой секции.

$$*l^2 = *L^1 - *L^2$$

где $*L^1$ - откорректированная глубина установки 1-ой секции.

11) Рассчитывается откорректированный вес 2-ой секции $*G^2$

$$*G^2 = *l^2 \cdot q^2$$

и откорректированная сумма весов 2-х секций ΣG^2 :

$$\Sigma G^2 = *G^1 + *G^2$$

12) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ой секции на глубине $*L^2$ при откорректированных параметрах 2-х секций на внутреннее давление:

$$n_p = P^3_p / P^3_{ви}$$

где: P^3_p - прочность труб 3-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки δ^3 (найденно по таблице в Инструкции.....);

$P^3_{ви}$ - внутреннее избыточное давление на глубине $*L^2$ (определяется по обобщённому графику избыточных внутренних давлений).
на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР} = Q^3_{СТР} / \Sigma *G^2$$

где $Q^3_{СТР}$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 3-ей секции с толщиной стенок δ^3 (определено по таблице в Инструкции по);

$\Sigma *G^2$ - растягивающая нагрузка на 3 -ую секцию от откорректированного веса 2-х секций.

Рассчитанные коэффициенты должны быть больше допустимых коэффициентов запаса прочности.

13) При соблюдении условий прочности для третьей секции, откорректированные параметры 2-ой секции принимаются за окончательные:

группа прочности	"Д"	
толщина стенок		δ^2
длина секции		$*l^2$
глубина установки		$*L^2$
интервал установки	$*L^1 - *L^2$	
вес секции	$*G^2$	
суммарный вес 2-х секций	$\Sigma *G^2$	

Если по одному из видов нагрузок условие прочности не выполняется, то дальнейший расчет ведется по этому виду нагрузок. В большинстве случаев в первую очередь несоблюдение условия имеет место по растягивающей нагрузке. В этом случае нужно найти длину рассчитываемой секции, при которой условие прочности будет выполняться.

Из условия прочности на растяжение длина рассчитываемой (i) секции определяется из следующего условия:

$$Q^{i+1}_{СТР} / n_{СТР} = \Sigma G^{i-1} + G^i,$$

где $Q^{i+1}_{СТР}$ - табличное значение прочности на страгивающие нагрузки в резьбовом соединении для труб следующей (i+1) секции с толщиной стенок δ^{i+1} ;

ΣG^{i-1} - суммарный вес предыдущих секций;

G^i - вес рассчитываемой секции, который может быть выражен:

$$G^i = l^i \cdot q^i$$

где: l^i - длина рассчитываемой секции;

q^i - вес 1 м рассчитываемой секции.

Тогда из (**) и (*) можно найти:

$$l^i = (Q_{\text{СТР}}^{i+1} / n_{\text{СТР}} - \Sigma G^{i-1}) / q^i$$

Для последующих секций толщина стенок увеличивается, а их длина определяется по выше приведенному выражению. При этом проверяется запас прочности на внутреннее избыточное давление для верхней части очередной секции, так как с уменьшением глубины это давление растёт и на наружное избыточное давление в нижней части секции. Расчет проводится до тех пор, пока сумма длин всех секций не станет равной или большей длины обсадной колонны.

Возможен вариант, когда выбрана максимальная толщина стенки труб группы прочности "Д", а сумма длин рассчитанных секций составляет величину, меньшую длины колонны. Тогда необходимо принимать следующую группу прочности "К". Расчетные данные о параметрах секций обсадной колонны рекомендуется представлять в виде таблицы.

№№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	

Приведённая схема расчёта справедлива как для вертикальных, так и для наклонно направленных скважин. Особенности расчёта обсадных колонн для наклонно направленных скважин являются следующие:

1. При расчетах, в которых учитываются гидродинамические, пластовые и горные давления, в качестве длины интервала их действия используют длины "по стволу".
2. Изменения в этом случае допустимых растягивающих нагрузок за счёт изгиба учитываются увеличением коэффициента запаса прочности на страгивающие нагрузки. Для обсадных труб с треугольной резьбой:

$$n_{\text{СТР}}^S = n_{\text{СТР}} / [1 - n_{\text{СТР}} \lambda (\alpha_0 - 0,5)],$$

где: $n_{\text{СТР}}^S$ – коэффициент запаса прочности для изогнутой обсадной колонны на страгивающие нагрузки;

$n_{\text{СТР}}$ – коэффициент запаса прочности на страгивающие нагрузки для вертикальной колонны;

λ – коэффициент, учитывающий влияние размеров соединения обсадных труб и его прочностные характеристики (значения берут из таблицы в Инструкции по);

α_0 – интенсивность искривления труб, равная: $\alpha_0 = 573 / R$, где R – проектный радиус искривления в метрах.

Для труб с резьбами трапециидального профиля и нормальным диаметром муфт (ОТТМ, ОТТГ, ТБО и импортных труб с резьбой "Батресс", "Экстрем лайн" и др.) при интенсивности искривления скважин до 5^0 на 10 м для труб диаметром до 168 мм и до 3^0 на 10 м для труб диаметром выше 168 мм расчёт на страгивающие нагрузки проводят также как для вертикальных скважин без учёта изгиба. При интенсивности искривления от 3 до 5^0 на 10 м для труб диаметром выше 168 мм допускаемая нагрузка на страгивание уменьшается на 10%, то есть в этом случае $n_{\text{СТР}}^S = 1,1 n_{\text{СТР}}$.

3. Нагрузка растяжения на пределе текучести гладкого тела трубы уменьшится и должна быть рассчитана по формуле:

$$Q_T^S = [1 - \lambda_1 (\alpha_0 - 0,5)] Q_T,$$

где: Q_T^S – нагрузка растяжения на пределе текучести гладкого тела трубы искривлённой обсадной колонны;

Q_T – нагрузка растяжения на пределе текучести гладкого тела трубы вертикальной обсадной колонны;

λ_1 – коэффициент, учитывающий влияние формы тела трубы и её прочностные характеристики (определяется из таблицы в Инструкции по).

4. Искривление учитывается для секций обсадной колонны в пределах которой наблюдается это искривление и нижележащих секций.
5. До начала расчёта колонн выделяют интервалы, в которых имеет место отклонение ствола. Определяют интервал с максимальной интенсивностью искривления. Если этот интервал является первым от устья, то расчёт всего нижележащего участка скважины вместе с этим интервалом + 25 метров в сторону устья ведут с $n_{стр}^S$ для участка максимального искривления. Если участок максимального искривления не является ближайшим к устью, то до этого участка расчёт колонны ведут с учётом вышележащего искривления, а от него + 25 метров в сторону устья и ниже ведут с учётом максимального искривления.

Практическая работа № 48

РАСЧЕТ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЙ ТЕХНИКИ ДЛЯ УСПЕШНОГО ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

2 часа

1. Цель работы

Приобретение практических навыков определения необходимого для цементирования количества цементировочной техники, **2. Обеспечивающие средства**

2.1. Методические указания

3. Задание

- 3.1. Выбрать тип цементировочных агрегатов согласно материалов практики
- 3.2. Определить необходимое количество цементировочных агрегатов
- 3.3. Выбрать смесительные машины
- 3.4. Рассчитать время работы цементировочных агрегатов

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

4.3. Схемы расстановки техники при цементировании скважины

Технология выполнения

Расчёт начинают с определения объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости.

Объём буферной жидкости зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства и определяется как произведение:

$$V_{БЖ} = S_K v_{ВП} t \quad (183)$$

где $S_K = \pi (D_{СКВ}^2 k - D_{ОК}^2) / 4$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства, m^2 ;

$v_{ВП}$ – скорость восходящего потока, m/c ($v_{ВП} \geq 1 m/c$);

t – время контакта, c ($t=420-480 c$);

k – коэффициент кавернозности, учитывающий увеличение объёма затрубного пространства за счёт образовавшихся каверн, открытых

трещин и пор в стенках скважины.

Анализ показывает, что время контакта буферной жидкости со стенками скважины играет существенную роль в эффективности цементирования. При времени контакта менее 7 мин в 50 % случаев качество цементирования было неудовлетворительным и требовалось повторное цементирование.

За оптимальную для цементирования эксплуатационных колонн скорость восходящего потока принимают 1,8 - 2 м/с, для кондуктора и промежуточных колонн 1,5 м/с. Эти скорости обеспечивают наилучшее замещение вытесняемого раствора за счет равномерного подъема буферной жидкости и тампонажного раствора вокруг колонны (отсутствие “языков”) и турбулентного режима течения.

Объем тампонажного раствора $V_{\text{ТР}}$ (в м³) определяется как сумма объема кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объема кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны, с учетом коэффициента кавернозности, и объема цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{\text{ТР}} = \pi [(D_{\text{СКВ}}^2 k - D_{\text{ОК}}^2) (L - H_{\text{К}}) + (d_{\text{КОН}}^2 - D_{\text{ОК}}^2) H_{\text{ЦК}} + d_{\text{НОК}}^2 h_{\text{СТ}}] / 4, \quad (184)$$

где: k – коэффициент кавернозности (обычно находится в пределах 1,05 – 1,4);

$D_{\text{СКВ}}$ – диаметр скважины, м;

$D_{\text{ОК}}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$d_{\text{КОН}}$ – внутренний диаметр кондуктора, м;

$d_{\text{НОК}}$ – внутренний диаметр низа обсадной колонны, м;

L – глубина скважины по стволу, в м;

$H_{\text{К}}$ – глубина спуска кондуктора по стволу, м;

$H_{\text{ЦК}}$ – высота подъема цементного раствора от башмака кондуктора по стволу, м;

$h_{\text{СТ}}$ – высота цементного стакана в обсадной колонне (расстояние между башмаком обсадной колонны и местом установки кольца “Стоп”, м.

Расчет необходимого количества продажной жидкости $V_{\text{ПР}}$ (м³) выполняем по формуле:

$$V_{\text{ПР}} = k_{\text{ПР}} \pi [(d_{\text{ОК}}^2 L - d_{\text{НОК}}^2 h_{\text{СТ}}] / 4, \quad (185)$$

где: $k_{\text{ПР}}$ – коэффициент, учитывающий сжатие продажной жидкости (для глинистого раствора $k_{\text{ПР}} = 1,03 - 1,05$).

$d_{\text{ОК}}$ – средневзвешенный внутренний диаметр обсадной колонны, м.

Следующим этапом расчета является определение необходимых количеств компонентов (по массе или по объему) буферной жидкости и тампонажного раствора.

При расчете компонентов буферной жидкости исходят из рецептуры этой жидкости. Рецептуру, которая дается обычно в г/литр, кг/м³ или весовых и объемных процентах пересчитывают на требуемый объем жидкости (с учетом, если необходимо, плотности компонентов). Для некоторых буферных жидкостей, которые поставляются в заводской готовности, расчет на компоненты не требуется.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учетом водотвердого (водоцементного) отношения рекомендуемого поставщиком и оптимальной плотности цементного раствора, которая для бездобавочного цемента равна 1850 кг/м³,

По значениям $\rho_{\text{ТР}}$ (в кг/м³) и выбранного (или подобранного в результате лабораторных испытаний) водотвердого отношения m предварительно определяют

среднюю плотность твердой фазы ρ_T (в кг/м³) тампонажного раствора:

$$\rho_T = \rho_{TP} / [1 - m (\rho_{TP} / \rho_{Ж} - 1)] \quad (186)$$

где $\rho_{Ж}$ - плотность жидкости затворения, определяемая в процессе подбора рецептуры (если необходима модификация свойств тампонажного раствора, если нет, то $\rho_{Ж} = 1000$ кг/м³) или по рекомендации поставщика тампонажной смеси, кг/м³.

Масса тампонажного материала G (в тоннах), необходимая для приготовления 1 м³ раствора,

$$G = \rho_T (\rho_{TP} - \rho_{Ж}) / (\rho_T - \rho_{Ж}) \quad (187).$$

Необходимый объем тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны определяется по формуле (2).

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора

$$G_{СУХ} = K_{Ц} G V_{TP}, \quad (188)$$

где $K_{Ц} = 1,03 \div 1,05$ - коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах.

Расход сухого тампонажного материала на 1 м³ воды затворения (в тоннах)

$$G_1 = \rho_T m \quad (189)$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³)

$$V_B = K_B G_{СУХ} / G_1, \quad (190)$$

где $K_B = 1,08 \div 1,10$ - коэффициент, учитывающий потери воды.

Количество химических реагентов (в л - для жидких и в кг - для сухих веществ), необходимое для обработки 1 м³ воды затворения, определяется по формуле

$$Q_{ХР} = 10 G_1 a, \quad (9)$$

где a - содержание химических реагентов по отношению к массе сухого тампонажного материала (определяется лабораторными испытаниями), %

Общее количество химических реагентов для обработки всего объема воды затворения

$$G_{ХР} = Q_{ХР} V_B \quad (191)$$

Гидравлический расчет цементирования обсадных колонн проводят для определения необходимой суммарной подачи цементировочных агрегатов Q из условия обеспечения максимально возможной скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве v , допустимого давления на цементировочной головке $P_{ЦГ}$ и забое скважины P_3 (в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва), а также для выбора цементировочного оборудования и определения продолжительности процесса цементирования $t_{Ц}$. При этом принимаются следующие граничные условия:

$$P_{ЦГ} \leq P_Y / 1,5; \quad (192)$$

$$P_3 \leq P_{ГР} / (1,2 \div 1,5) \quad (193)$$

$$t_{Ц} = t_{ЗАК} + 15 \text{ мин} \leq 0,75 t_{ЗАГ}, \quad (194)$$

где P_Y - допустимое давление на устье скважины (давление опрессовки), МПа;

$P_{ГР}$ - давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа;

$t_{ЗАК}$ - затраты времени на закачивание и продавливание тампонажного раствора, включая время на получение давления "стоп", мин;

$t_{ЗАГ}$ - время загустевания тампонажного раствора, определяемое консистометром, мин (для ПЦТ – I – 100 равно 105 мин);

15 мин – дополнительное время, необходимое для вывода цементосмесительной машины на режим, освобождения продавочной пробки и получения сигнала "Стоп".

Гидравлический расчет цементирования скважин проводят в следующем порядке.

Максимальное ожидаемое давление на цементировочной головке $P_{ЦГ}$ (в МПа)

рассчитывают по формуле:

$$P_{\text{цг}} = \Delta P_{\text{гс}} + P_{\text{т}} + P_{\text{к}} + P_{\text{ст}}, \quad (195)$$

где $\Delta P_{\text{гс}}$ - максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах в конце процесса цементирования, МПа;

$P_{\text{т}}$, $P_{\text{к}}$ - гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве при принятом значении v , МПа;

$P_{\text{ст}} = 2,5 \div 3$ МПа - давление момента “Стоп”.

Разность гидростатических давлений определяют по формуле:

$$\Delta P_{\text{гс}} = g [(L^1 - H^1) (\rho_{\text{БР}} - \rho_{\text{ПР}}) + (H^1 - h^1) (\rho_{\text{ТР}} - \rho_{\text{ПР}})] 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (196)$$

где L^1 - глубина скважины по вертикали, м;

H^1 - высота подъема тампонажного раствора от башмака колонны по вертикали, м;

h^1 - высота цементного стакана в колонне по вертикали, м;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ - ускорение свободного падения;

$\rho_{\text{ПР}}$ - плотность продажной жидкости кг/м^3 .

Гидравлические сопротивления внутри обсадной колонны $P_{\text{т}}$ и в затрубном пространстве $P_{\text{к}}$ (в МПа) в конце продавки тампонажной смеси находят по формулам Дарси-Вейсбаха:

$$P_{\text{т}} = 8,11 \lambda_{\text{т}} \rho_{\text{ПР}} Q^2 L \cdot 10^{-6} / d_{\text{ОК}}^5 \quad (197)$$

$$P_{\text{к}} = 8,11 \lambda_{\text{к}} Q^2 \rho_{\text{ТР}} L \cdot 10^{-6} / [(D_{\text{СКВ}} - D_{\text{ОК}})^3 (D_{\text{СКВ}} + D_{\text{ОК}})^2] \quad (198)$$

где $\lambda_{\text{т}}$, $\lambda_{\text{к}}$ - коэффициенты гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и кольцевом пространстве, для практических расчетов принимаются равными 0,02 и 0,035 соответственно;

$D_{\text{СКВ}}$, $D_{\text{ОК}}$ - соответственно средний диаметр скважины, наружный диаметр обсадной колонны, м;

Q - производительность закачки раствора, $\text{м}^3/\text{с}$;

L - длина обсадной колонны, м;

$d_{\text{ОК}}$ - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$\rho_{\text{ТР}}$ - плотность тампонажного раствора кг/м^3 ;

$\rho_{\text{ПР}}$ - плотность продажной жидкости, кг/м^3 .

Производительность закачки цементного и бурового растворов (в $\text{м}^3/\text{с}$):

$$Q = 0,0785 (D_{\text{СКВ}}^2 - D_{\text{ОК}}^2) v \quad (199)$$

где v - скорость подъема тампонажного раствора в кольцевом пространстве в м/с. Исходя из конкретных геолого-технических условий и практики цементирования скважин в данном районе выбирают максимально допустимую скорость восходящего потока бурового и тампонажного растворов в скважине v к моменту окончания продавки, когда имеются наиболее благоприятные условия гидроразрыва пород. (выше было указано, что за оптимальную для цементирования эксплуатационных колонн скорость восходящего потока принимают 1,8 - 2 м/с, для кондуктора и промежуточных колонн 1,5 м/с).

Максимальное ожидаемое давление на забое скважины P_3 (в МПа) равно:

$$P_3 = P_{\text{гс}} + P_{\text{к}}, \quad (200)$$

где $P_{\text{гс}}$ - гидростатическое давление на забой со стороны составного столба тампонажного раствора, буферной жидкости и бурового растворов (в МПа):

$$P_{\text{гс}} = g [(L^1 - H^1) \rho_{\text{БР}} + H^1 \rho_{\text{ТР}}] 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (201)$$

По вычисленным $P_{\text{цг}}$, P_3 проверяют условия (11), (12). Если одно из этих условий не выполняется, то корректируют v или выбирают другой тампонажный раствор

(корректируют состав) и повторно рассчитывают эти параметры до выполнения ограничений.

Затем рассчитывают давление на цементируемых насосах цементирующих агрегатов $P_{ЦА}$ (в МПа):

$$P_{ЦА} \geq P_{ЦГ} / 0,8 \quad (202)$$

По расчетным значениям Q и $P_{ЦА}$ выбирают тип цементирующих агрегатов (ЦА), количество которых определяется из соотношения

$$n = Q / q + 1 \quad (203)$$

где: q — производительность одного ЦА при давлении $P_{ЦА}$;

1 – резервный агрегат.

Затем проверяется, достаточно ли суммарного объема мерных баков цементирующих агрегатов $V_{МБ}$ (в м³) для воды затворения тампонажной смеси:

$$V_{МБ} = 6 n \geq V_B \quad (204)$$

где V_B взято из формулы (8).

Если условие (23) не выполняется, и нет возможности доливать мерные баки в процессе цементирования, то количество цементирующих агрегатов увеличивается.

Требуемое количество цементосмесительных машин m определяется по формуле:

$$m = Q / q_{см} \quad (205)$$

где $q_{см}$ - производительность одной цементосмесительной машины, л/с.

Затем проверяется, достаточно ли суммарной массы тампонажной смеси в бункерах цементосмесительных машин G (в тоннах) для цементирования колонны:

$$G = m G_B \geq G_{сух} \quad (206)$$

где $G_{сух}$ - требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала из формулы (6), т;

G_B - вместимость бункера смесителя, т.

Если условие не выполняется и нет возможности дозагрузки бункеров цементосмесительных машин при цементировании обсадной колонны, их количество увеличивается.

В случае использования осреднительной ёмкости, в дополнение к проведённому выше расчёту, определяют необходимое количество цементирующих агрегатов для перекачки тампонажного раствора от цементосмесительных машин в ёмкость. Расчёт ведется с учётом того, что цементирующие насосы ЦА можно использовать в режиме максимальной подачи с минимальным развиваемым давлением. При этом водоподающие насосы этих цементирующих агрегатов и их мерные ёмкости можно применить для затворения тампонажной смеси.

Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси.

Расчёт режимов закачки растворов начинают с построения графика изменения давлений на цементирующей головке в зависимости от суммарного объема закаченных растворов. График строится по трём характерным точкам, между которыми изменение давления на цементирующей головке с некоторой долей условности считают линейным. Это точка начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну, в которой давление на цементирующей головке равно сумме гидравлических

сопротивлений в колонне и кольцевом пространстве, точка, соответствующая моменту прихода тампонажного раствора на забой, когда давление на цементировочной головке минимально и

точка в конце продавки тампонажного раствора, в которой давление на цементировочной головке максимально.

Максимальное давление на цементировочной головке, без учёта давления “Стоп” в конце продавки тампонажной смеси $P_{Ц}$ может быть найдено по формуле:

$$P_{Ц} = P_{ЦГ} - P_{СТ} \quad (207).$$

Рассчитаем теперь давление, которое возникает на цементировочной головке в момент прихода тампонажной смеси на забой, $P_{Ц}^1$ (в МПа):

$$P_{Ц}^1 = \Delta P_{ГС}^1 + P_{Т}^1 + P_{К}^1 \quad (208)$$

где $\Delta P_{ГС}^1$ - максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах на момент прихода тампонажной смеси на забой, МПа (эта величина отрицательна);

$P_{Т}^1$, $P_{К}^1$ - гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве, МПа.

$\Delta P_{ГС}^1$ можно рассчитать по формуле:

$$\Delta P_{ГС}^1 = g L^1 (\rho_{БР} - \rho_{СРВЗВ}^1) 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (209)$$

где: L^1 - глубина скважины по вертикали, м;

$g = 9,8 \text{ м/с}^2$ - ускорение свободного падения;

$\rho_{БР}$ - плотность бурового раствора, кг/м^3 (плотность буферного раствора принимается равной плотности бурового раствора);

$\rho_{СРВЗВ}^1$ - средневзвешенная плотность раствора в обсадной колонне на момент прихода тампонажного раствора на забой, кг/м^3 . Она равна плотности тампонажного раствора $\rho_{ТР}$, если необходимый объём тампонажного раствора $V_{ТР} \geq V_{ОК}$ - внутреннего объёма обсадной колонны, равного (в м^3):

$$V_{ОК} = \pi d_{ОК}^2 L / 4, \quad (210)$$

где: L - длина обсадной колонны, м;

$d_{ОК}$ - средневзвешенный внутренний диаметр обсадной колонны, м.

В связи с тем, что величина $P_{Ц}^1$ будет иметь малое и даже отрицательное значение, закачку тампонажного раствора до забоя можно производить с максимальной производительностью, $P_{З}^1 \leq P_{ГР} / (1,2 \div 1,5)$.

Так как забойное давление с другой стороны равно $P_{З}^1 = P_{ГС}^1 + P_{К}^1$, условие (12) можно переписать в виде:

$$P_{ГС}^1 + P_{К}^1 \leq P_{ГР} / (1,2 \div 1,5) \quad (211).$$

Записав выражение для гидростатического давления на забой $P_{ГС}^1$ и преобразовав (30) относительно гидравлического сопротивления в кольцевом пространстве $P_{К}$ получим:

$$P_{К}^1 \leq P_{ГР} / (1,2 \div 1,5) - 10^{-6} g L^1 \rho_{БР}, \text{ МПа} \quad (212)$$

где: L^1 - глубина скважины по вертикали, м;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ - ускорение свободного падения;

$\rho_{БР}$ - плотность бурового раствора, кг/м^3 .

Из формул (17), (31) найдём максимально допустимый расход тампонажного раствора при его закачке до забоя, $Q_{МАКС}$ (л/с):

$$Q_{\text{МАКС}} \leq \sqrt{[P_{\text{ГР}} / (1,2 \div 1,5) - 10^{-6} g L^1 \rho_{\text{БР}}] / 8,11 \lambda_{\text{К}} \rho_{\text{ТР}} L * 10^{-6} / [(D_{\text{СКВ}} - D_{\text{ОК}})^3 (D_{\text{СКВ}} + D_{\text{ОК}})^2]} \quad (213)$$

и гидравлические сопротивления в трубах P_{T}^1 (в МПа) для этого случая из формулы:

$$P_{\text{T}}^1 = 8,11 \lambda_{\text{T}} \rho Q_{\text{МАКС}}^2 L * 10^{-6} / d_{\text{ОК}}^5 \quad (214)$$

где $\lambda_{\text{T}}, \lambda_{\text{К}}$ - коэффициенты гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и кольцевом пространстве, для практических расчетов принимаются равными 0,02 и 0,035 соответственно;

$D_{\text{СКВ}}, D_{\text{ОК}}$ - соответственно средний диаметр скважины, наружный диаметр обсадной колонны, м;

L - длина обсадной колонны, м.

ρ - плотность раствора в обсадных колоннах, кг/м³. Она равна плотности тампонажного раствора $\rho_{\text{ТР}}$, если необходимый объем тампонажного раствора $V_{\text{ТР}} \geq V_{\text{ОК}}$;

L - длина обсадной колонны, м;

$d_{\text{ОК}}$ - внутренний диаметр обсадной колонны, м.

Подставив полученные значения $\Delta P_{\text{ГС}}^1, P_{\text{T}}^1, P_{\text{К}}^1$ найдём величину давления на цементировочной головке в момент прихода тампонажного раствора на забой.

Давление на цементировочной головке в момент начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну $P_{\text{Ц}}^0$ (в МПа) равна сумме гидравлических сопротивлений в секциях обсадной колонны P_{T}^0 и $P_{\text{К}}^0$, которые рассчитывают по формулам, аналогичным формулам:

$$P_{\text{T}} = 8,11 \lambda_{\text{T}} \rho_{\text{БР}} Q_{\text{МАКС}}^2 L * 10^{-6} / d_{\text{ОК}}^5 \quad (215)$$

$$P_{\text{К}} = 8,11 \lambda_{\text{К}} Q_{\text{МАКС}}^2 \rho_{\text{БР}} L * 10^{-6} / [(D_{\text{СКВ}} - D_{\text{ОК}})^3 (D_{\text{СКВ}} + D_{\text{ОК}})^2] \quad (216)$$

где $\lambda_{\text{T}}, \lambda_{\text{К}}$ - коэффициенты гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и кольцевом пространстве, для практических расчетов принимаются равными 0,02 и 0,035 соответственно;

$D_{\text{СКВ}}, D_{\text{ОК}}$ - соответственно средний диаметр скважины, наружный диаметр обсадной колонны, м;

Q - производительность закачки раствора, м³/с;

L - длина обсадной колонны, м;

$d_{\text{ОК}}$ - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$\rho_{\text{БР}}$ - плотность бурового раствора, кг/м³.

Давление на цементировочной головке в начале закачки тампонажного раствора в обсадную колонну не должно быть больше давления в конце продавки. Если по результатам расчёта это условие не выполняется, производят уменьшение $Q_{\text{МАКС}}$ и пересчитывают давления на цементировочной головке в моменты начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну и его прихода на забой.

Таким образом, мы найдём необходимые для построения графика изменения давления на цементировочной головке величины давлений в моменты начала закачки тампонажной раствора $P_{\text{Ц}}^0$, прихода тампонажного раствора на забой $P_{\text{Ц}}^1$ и конца продавки $P_{\text{Ц}}$ (ординаты графика).

Следующий этап – определение суммарных закачанных объёмов ΣV в скважину при цементировании (абсциссы графика). Эти объёмы рассчитывают без учёта закачки буферной жидкости. На момент начала закачки тампонажного раствора объём ΣV^0 равен нулю. В момент прихода тампонажного раствора на забой ΣV^1 равна внутреннему объёму обсадной колонны $V_{\text{ОК}}$.

$$\Sigma V^1 = V_{OK} \quad (217)$$

В конце продавки тампонажного раствора ΣV равен сумме объёмов тампонажного раствора V_{TP} и продавочной жидкости $V_{ПР}$:

$$\Sigma V = V_{TP} + V_{ПР} \quad (218)$$

По полученным данным строят график изменения давления на цементирующей головке.

Используя величины давлений, приведённые на графике, производительность ускоренной закачки тампонажного раствора до забоя $Q_{МАКС}$ и производительность продавки тампонажной смеси Q выбираем режимы работы конкретных цементирующих агрегатов (диаметры цилиндрической втулки, передачи и соответствующие им производительности цементирующих насосов). На участке продавки тампонажной смеси в заколонное пространство расход можно менять от $Q_{МАКС}$ до Q в соответствии с графиком и зависимостью давления от расхода у цементирующих насосов.

Затем вычисляем время прихода тампонажного раствора на забой скважины в режиме ускоренной закачки, с производительностью $Q_{МАКС}$, t_3 (в мин):

$$t_3 = 16,7 \Sigma V^1 / (q_{МАКС} (n - 1)) \quad (219)$$

где: $q_{МАКС}$ - производительность закачки тампонажного раствора в

обсадную колонну одним цементирующим агрегатом до забоя в

режиме ускоренной закачки л/с;

n – число цементирующих агрегатов.

Рассчитаем теперь время продавки тампонажного раствора в заколонное пространство цементирования t_{II} (в мин) в режиме нормальной закачки, с производительностью Q :

$$t_{II} = 16,7 (\Sigma V - \Sigma V^1) / (q (n - 1)), \quad (220)$$

где: q - производительность продавки тампонажного раствора в

заколонное пространство одним цементирующим агрегатом, м³/с.

Если принято решение менять подачу насосов цементирующих агрегатов в процессе продавки, то необходимо рассчитать время продавки для каждой подачи по формуле (39) и просуммировать полученные времена для определения t_{II} .

Затем определяем время цементирования скважины t_{II} (в мин):

$$t_{II} = t_{ЗАК} + 15 \text{ мин} = t_3 + t_{II} + 15 \text{ мин} \quad (221)$$

где: $t_{ЗАК}$ - затраты времени на закачивание тампонажного раствора и его

продавку, мин;

15 мин – дополнительное время, необходимое для вывода цементосмесительной машины на режим, освобождения продавочной пробки и получения сигнала “Стоп”.

По вычисленному значению t_{II} проверяют условие (13). Если это условие не выполняется, то выбирают другой тампонажный раствор (корректируют состав) и повторно рассчитывают этот параметр до выполнения ограничения.

Рассчитываем также число агрегатов, задействованных в закачке буферной жидкости, по формуле:



Рисунок 20 Схема расположения техники при цементировании

$$n_{БЖ} = V_{БЖ} / V_{МБ} \quad (222)$$

где: $V_{БЖ}$ – объём буферной жидкости, m^3 ;

$V_{МБ}$ – объём мерных баков, m^3 .

Время закачки буферной жидкости $t_{БЖ}$ определяем по формуле:

$$t_{БЖ} = 16,7 V_{БЖ} / (q_{МАКС} n_{БЖ}), \quad (223)$$

где: $V_{БЖ}$ – объём буферной жидкости, m^3 ;

$q_{МАКС}$ - производительность закачки раствора в обсадную колонну

одним цементирующим агрегатом в режиме ускоренной закачки, m^3/c .

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники *разрабатывают технологическую схему обвязки цементирующего оборудования*. Схема обвязки выбирается в зависимости от того, предполагалось ли использование осреднительной ёмкости при цементировании обсадной колонны или нет. На рисунках 1 и 2 приведены два варианта схемы обвязки – без применения осреднительной ёмкости и с осреднительной ёмкостью, соответственно.

При цементировании коротких обсадных колонн применение блока манифольда может не потребоваться.

Рис. 1. Технологическая схема обвязки цементирующей техники при цементировании эксплуатационной колонны с получением цементного раствора в гидровакуумных цементосмесителях.

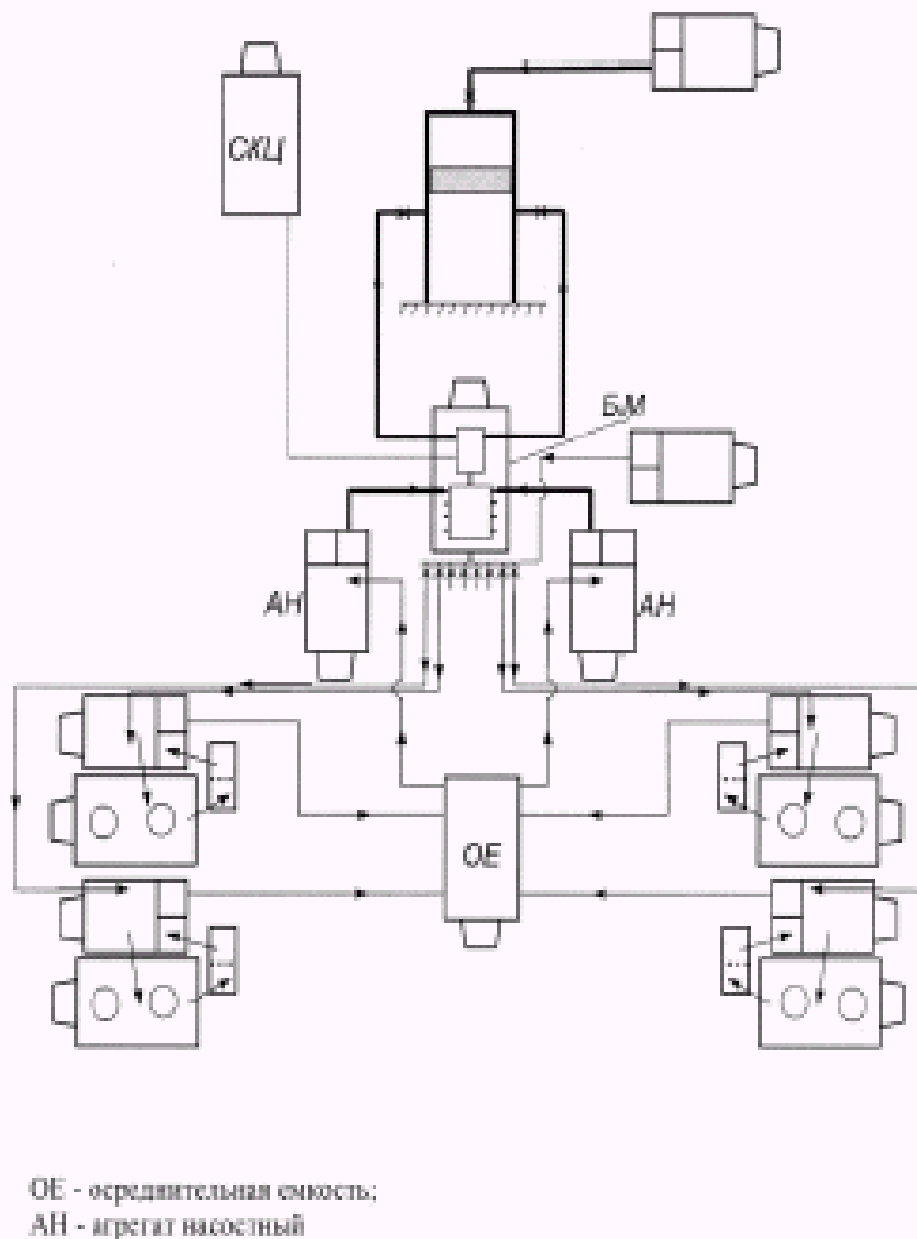


Рис. 21. Схема обвязки цементировочной техники с помощью осреднительной ёмкости.

Практическая работа № 49

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков выбора и обоснования буровой установки согласно горно – геологических условиям и условиям площади

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

3.1.Выбрать тип буровой установки согласно материалов практики

3.2.Обосновать выбор БУ

3.3 Вычертить схему расположения бурового оборудования.

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

4.3.Схема расположения бурового оборудования

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.

Таблица 50 -Исходные данные для выбора БУ

№	Глубина скважины, м	Конструкция скважины						Глубина спуска ОК	
		кондуктор		Промежут. колонна		Эксплуатац. Колонна		Кондуктор,м	Промежут. Колонна,м
		Ø,мм	Вес 1м.п, Н/м	Ø,мм	Вес 1м.п,Н/м	Ø,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 $\sigma = 9$ мм, вес одного погонного метра тубы $g_{\text{БТ}} = 279$ Н/м; УБТ диаметром 178мм, всего УБТ 200 м, $g_{\text{УБТ}} = 1450$ Н/м.

Пример: Выбрать класс буровой установки для бурения скважины глубиной $L = 3000$ м. 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, вес 1м = 320 Н/м. глубина спуска кондуктора $l_k = 400$ м, $l_p = 2200$ м, эксплуатационной колонны $l_z = 3000$ м.

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

Решение:

При этих условиях вес кондуктора

$$G_k = l_k * g_k = 400 * 1000 = 0,4 \text{ МН}$$

Вес промежуточной колонны

$$G_p = l_p * g_p = 2200 * 590 = 1,3 \text{ МН}$$

Вес эксплуатационной колонны

$$G_z = l_z * g_z = 3000 * 320 = 0,96 \text{ МН}$$

Вес бурильных труб

$$G_{\text{бт}} = l_{\text{бт}} * g_{\text{бт}} = 2800 * 276 = 0,77 \text{ МН}$$

Вес утяжеленных бурильных труб(УБТ)

$$G_{\text{убт}} = l_{\text{убт}} * g_{\text{убт}} = 200 * 1450 = 0,29 \text{ МН}$$

Вес бурильной колонны с УБТ

$$G_{\text{бк}} = G_{\text{бт}} + G_{\text{убт}} = 0,77 + 0,29 = 1,06 \text{ МН}$$

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

$$R_{\text{бт}} = k_3 G_{\text{бк}} = 1,5 * 1,06 = 1,59 \text{ МН}$$

$$k_3 - \text{коэффициент запаса} = 1,5$$

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. $0,6 * 2 = 1,2$ МН. Так в нашем случае $G_{\text{бк}} = 1,06$ МН, то выбранная установка удовлетворяет этим требованиям.

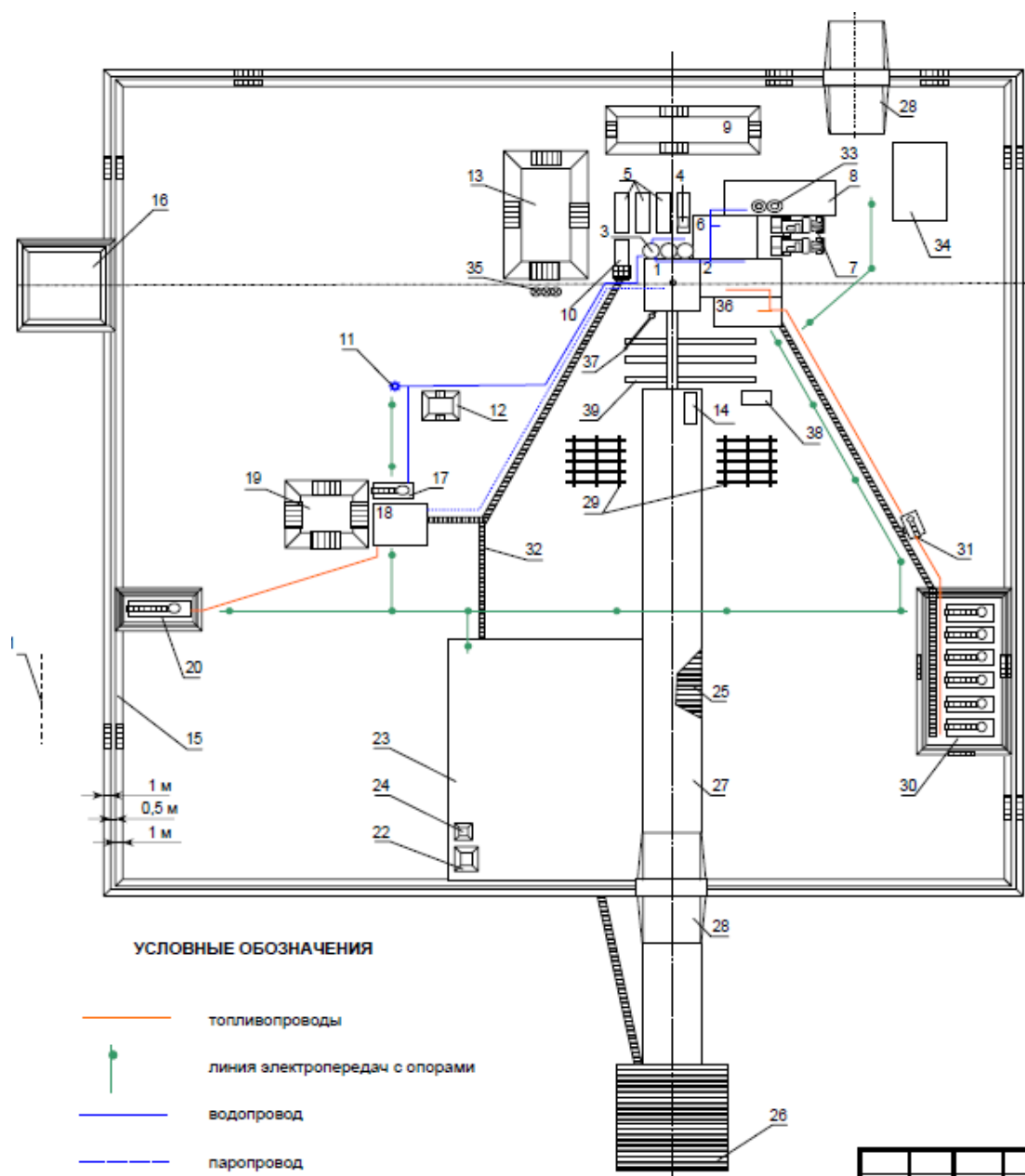


Рисунок 22 Схема расположения бурового оборудования (БУ УРАЛМАШ 3Д) для разведочного бурения

СПЕЦИФИКАЦИЯ

№ позиц.	наименование	кол-во	примеч.
1	Высечный блок	1	10х10м
2	Дизельный блок	1	13х8 м
3	Блок технологических емкостей	1	3 ёмкости
4	Глиномешалка	1	
5	Ёмкости ЦС	4	
6	Насосный блок	1	8х11м
7	Площадка для ЦА-320М	1	
8	Склад для хранения химических реагентов	1	6х20м
9	Амбар для запаса бур. раствора	1	350м ³
10	Блок вибросита, гидроциклон	1	
11	Водозаборная скважина для технических нужд	1	
12	Амбар для вод. скважины	1	5х5 м
13	Шламовый амбар	1	800 м ³
14	Каротажная станция, подъёмник	1	
15	Обваловка площадки	1	
16	Амбар ПВО	1	20х20 м
17	Водяная ёмкость для котельной	1	
18	Котельная установка	1	
19	Амбар для котельной	1	500 м ³
20	Площадка для ёмкости под нефть	1	7х12 м
21	Контур пожароохранной зоны	1	10,5 Га
22	Выгребная яма	1	4х4 м
23	Площадка жилого городка	1	35х45 м
24	Туалет	1	
25	Лежнёвый настил	1	
26	Вертолётная площадка (ВП)	1	20х20 м
27	Дорога к ВПП	1	
28	Переезд через обваловку	2	
29	Стелажи для труб	2	
30	Площадка склада ГСМ	1	10х30 м
31	Топливная напорная ёмкость	1	
32	Тротуарные дорожки	1	
33	Фрезерно-струйная мельница	2	
34	Склад для хранения цемента	1	15х10 м
35	Блок штуцерной батареи	1	4х2,5 м
36	Блок эл.станций и компрессоров	1	5,5х10 м
37	Кран-балка КПБ-3М	1	
38	Инструментальная площадка	1	2,5х5 м
39	Приёмный мост со стелажими	1	

Практическая работа №50

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПВО – противовыбросового оборудования 2 часа

1.Цель работы

Приобретение практических навыков выбора и обоснования противовыбросового оборудования согласно горно – геологическим условиям

2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

3. Задание

3.1.Выбрать тип ПВО согласно материалов практики

3.2.Обосновать выбор ПВО

3.3 Вычертить схему расположения ПВО

4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

4.3.Схема ПВО

Технология выполнения

Выбор типа ПВО и колонной головки должен осуществляться в соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-15) пункт 2.7.6.Монтаж ПВО следует осуществлять согласно типовой схеме, выполненной в соответствии с ГОСТ 13862.

На кондуктор, промежуточные колонны, ниже которых при бурении возможно вскрытие газонефтеводопроявляющих отложений, а также на эксплуатационную колонну при проведении в ней работ, связанных со вскрытием продуктивного горизонта, и других работ связанных со вскрытым продуктивным пластом устанавливается ПВО. Обсадные колонны должны быть обвязаны между собой колонными головками. Рабочее давление колонной головки должно быть не менее давления опрессовки обсадной колонны на герметичность, рассчитываемого на каждом этапе бурения скважины из условий полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом или газожидкостной смесью и герметизации скважины при ликвидации открытого фонтана.

Превенторная установка, манифольд (линии дросселирования и глушения), система гидроуправления превенторами, пульт управления дросселем, сепаратор(трапно – факельная установка) выбираются в зависимости от конкретных горно – геологических условий с учетом возможности выполнения следующих технологических операций:

- герметизация устья скважины при спущенной буровой колонне и без неё;
- вымыва пластового флюида, поступившего в скважину, на поверхность;
- подвески колонны буровых труб на плашках превентора после его закрытия;
- срезания буровой колонны;
- контроля за состоянием скважины во время глушения;
- расхаживания буровой колонны для предотвращения её прихвата;
- спуска или подъема части или всей буровой колонны при загерметизированном устье скважины.

При выборе ПВО следует руководствоваться следующими положениями:

- при вскрытии скважиной изученного разреза, представленного нефтяными и водяными (с растворенным газом) пластами с нормальным давлением, после спуска кондуктора или промежуточной колонны на устье устанавливается превенторная установка, обеспечивающая герметизацию скважины при спущенной колонне и без неё (два превентора – струбными и глухими плашками, универсальный превентор);
- три или четыре превентора, в том числе один универсальный, устанавливаются на скважине при вскрытии газовых, нефтяных и водных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением. Необходимость установки превентора со срезающими плашками при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже 350 кгс/см^3 (35 МПа) и объемном содержании сероводорода до 6% ;
- четыре превентора в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный, устанавливается на устье в случаях:
- вскрытия пластов с аномально высоким давлением и объемным содержанием сероводорода более 6 % , а также с наличием сероводорода и избыточным давлением на устье более 350 кгс/см^3 (35 МПа);
- использования технологии спуска и подъема труб при избыточном давлении герметизированного устья;
- на всех морских скважинах.

Линии сбросов на факелы от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины.

Линии должны быть:

- для нефтяных скважин с газовым фактором менее $200 \text{ м}^3/\text{т}$ - не менее 30 м;
- для нефтяных скважин с газовым фактором более $200 \text{ м}^3/\text{т}$ - не менее 100м. На вновь разведываемых площадях длина линий устанавливается проектом с учетом нормативов отвода земель и охранных зон, но не должна быть менее 50 м. расстояние от концов выкидного манифольда до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100м для всех категорий скважин.

На скважинах, где ожидаемое давление на устье превышает 700 кгс/см^3 (70 МПа), устанавливается заводской блок с тремя регулируемыми дросселями – два с дистанционным и один с ручным управлением. Во всех остальных случаях установка регулируемых дросселей с дистанционным управлением производится в зависимости от конкретных условий.

Манометры, устанавливаемые на блоках дросселирования и глушения, должны иметь верхний предел диапазона измерений, на 30% превышающий давление совместной опрессовки обсадной колонны и противовыбросового оборудования.

Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательный пульты:

- основной пульт управления – на расстоянии не менее 10 м от устья в удобном безопасном месте;
- вспомогательный – непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности перед вскрытием продуктивных и газонефтеводопроявляющих пластов.

Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов должны быть установлены в легкодоступном месте, иметь взрывобезопасное освещение и укрытие. На стенке укрытия должны быть нанесены стрелки направления вращения штурвалов, количество оборотов, необходимых для закрытия превентора. На задвижке перед дросселем должна быть закреплена табличка с указанием допустимого давления для устья скважины и плотности раствора, по которой это давление определено.

При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана. Один устанавливается между рабочей трубой и предохранительным переводником, второй является запасным.

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, сероводородосодержащих горизонтов на буровой должно быть три крана. Один шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй – между трубой и предохранительным переводником, третий является запасным. Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии. Помимо шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении. Один является рабочим, второй – резервным.

Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных труб. Глухие плашки устанавливаются в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.

Все схемы противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части должны включать фланцевую катушку и разъемные воронку и желоб для облегчения работ по ликвидации открытых фонтанов.

Критериями выбора ПВО являются максимальное давление, возникающее на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе и диаметры проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы. Противовыбросовое оборудование устья скважины выбирается исходя из следующего условия:

$$P_{\text{прв.}} > (P_y)_{\text{max}}, \quad (224)$$

где $P_{\text{прв.}}$ – рабочее давление превенторов, МПа;

$(P_y)_{\text{max}}$ – максимально ожидаемое давление на устье скважины при газонефтеводопроявлении, МПа.

Величина максимального устьевого давления $(P_y)_{\text{max}}$ рассчитывается по формуле:

$$(P_y)_{\text{max}} = P_{\text{пл}} - \rho \cdot g \cdot H \quad (225)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ – плотность флюида, кг/м³ ($\rho=831$ кг/м³ см. табл. 1.2.6.);

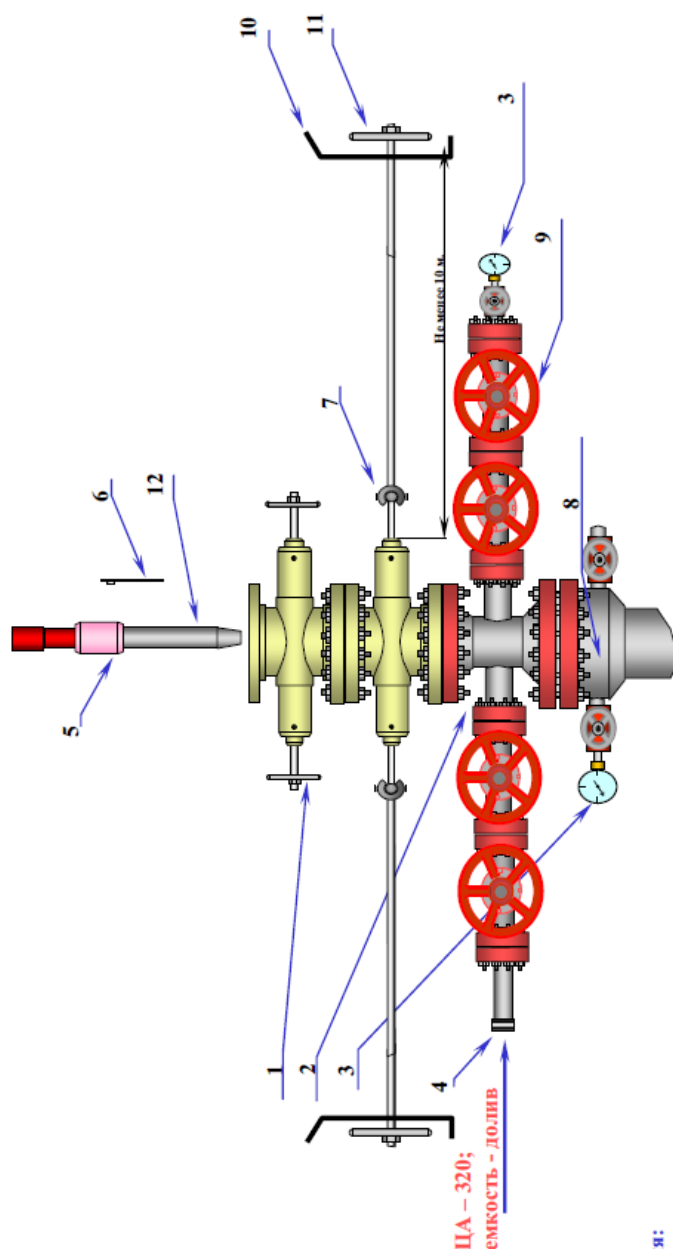
g – ускорение свободного падения, м/с²;

H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м ($H=2980$).

$$(P_y)_{\text{max}} = 25,91 - 831 \cdot 9,81 \cdot 2980 \cdot 10^{-6} = 4,96 \text{ МПа.}$$

Ожидаемое давление на устье проектной скважины не превышает 35 МПа, тогда на устье скважины предусматривается установка комплекта ПВО марки ОП-230/80*35. В комплект этого оборудования входят 2 плашечных превентора, 1 универсальный превентор и крестовина. Схема расположения ПВО на устье скважины приведена на рисунке ОП 5 - 280/80×35 (280-диаметр проходного отверстия, мм; 80-диаметр проходного отверстия манифольда, мм; 35-рабочее давление, МПа). В проекте при освоении скважины принимается оборудование устья скважины малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180×21. Монтаж противовыбросового оборудования следует осуществлять согласно типовой схеме, выполненной в соответствии с ГОСТ 13862. Типовая схема должна разрабатываться буровым подрядчиком, согласовываться с заказчиком, территориальными органами Ростехнадзора, ВЧ ООО «Газобезопасность» и утверждаться техническим руководителем подрядчика. Схемы необходимо пересматривать один раз в три года и в случае технологических и конструкторских изменений согласовывать и утверждать в установленном порядке.

ТИПОВАЯ СХЕМА установки и обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при проведении работ по перфорации скважин



Условные обозначения:

1. Превентор плашечный с ручным управлением ПМТ2 156 x 35 МПа;
2. Крестовина фонтанной арматуры;
3. Манометр со средоразделителем и краном высокого давления;
4. Быстрозъёмное соединение;
5. КШ 73 x 35 МПа;
6. Ключ;
7. Привод КД 0001;
8. Колонная головка;
9. Задвижки ЗМС 65x35 МПа;
10. Щит ручного управления превентором металлический лист с козырьком толщина стали не менее 5 мм;
11. Специтурвал ручного дистанционного управления превентором.
12. Дистанционный патрубков

Технические условия: Применяется при спуско – подъемных операциях, перфорации, геофизических работах на скважинах второй, третьей категории, (внизу в превенторе установлены глухие плашки, вверху под диаметр используемых НКТ и дистанционного патрубка запорной компоновки который должен соответствовать диаметру находящегося в скважине НКТ). Ручной дистанционный привод не менее десяти метров к нижней части превентора устанавливается при проведении перфорации, при проведении остальных работ пользоваться ручным управлением самого превентора. 1. Диаметр подъёмного и соединительного патрубка должен соответствовать диаметру поднимаемых или спускаемых труб. 2. Диаметр дистанционного патрубка должен соответствовать диаметру плашек установленных в превенторе. 3. Длина дистанционного патрубка должна обеспечивать нахождение муфты ниже плашек превентора

Рисунок 23 схема ПВО (пример)

Рекомендуемая литература

Основная литература:

1. Бабаян Э. В. Инженерные расчеты при бурении [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Э. В. Бабаян, А. В. Черненко. – Вологда : "Инфра-Инженерия", 2018. – 440 с. – Режим доступа : <https://e.lanbook.com/book/108648>
2. Журавлев Г. И. Бурение и геофизические исследования скважин [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. И. Журавлев, А. Г. Журавлев, А. О. Серебряков – 2-е изд., стер. – СПб : Лань, 2018. – 344 с. – Режим доступа : <https://e.lanbook.com/book/98237>
3. Заливин В. Г. Аварийные ситуации в бурении на нефть и газ [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В. Г. Заливин, А. Г. Вахромеев. – Вологда : Инфра-Инженерия, 2018. – 508 с. – Режим доступа : <https://e.lanbook.com/book/108651>
4. Карпов К. А. Строительство нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс] : учеб. пособие / К. А. Карпов. – 2-е изд., стер. – СПб : Лань, 2018. – 188 с. – Режим доступа : <https://e.lanbook.com/book/107060>

Дополнительная литература:

1. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник для студ. учреждений нач. проф. образования / Ю. В. Вадецкий. – 7-е изд., стер. – М. : ИЦ Академия, 2013. – 352 с.
2. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс] : учебник / Ю. В. Вадецкий. – 8-е изд., стер. – М. : ИЦ Академия, 2018. – 352 с. – (Начальное профессиональное образование). – Режим доступа : <http://www.academia-moscow.ru/reader/>
3. Войтенко В. С. Технология и техника бурения. В 2-х частях. Ч. 1 : учеб. пособие для студентов учреждений высшего образования / В. С. Войтенко, А. Д. Смычкин, А. А. Тухто [и др.] ; под общ. ред. В. С. Войтенко. – СПб : Лань-Трейд, 2018. – 237 с.
4. Войтенко В. С. Технология и техника бурения. В 2-х частях. Ч. 2 : учеб. пособие для студентов учреждений высшего образования / В. С. Войтенко, А. Д. Смычкин, А. А. Тухто [и др.] ; под общ. ред. В. С. Войтенко. – СПб : Лань-Трейд, 2018. – 613 с.
5. Волохин А. В. Выполнение работ по исследованию скважин: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / А. В. Волохин, Ю. В. Федоров, Е. А. Волохин. – М. : ИЦ Академия, 2017. – 176 с.
6. Геология нефти и газа : учебник для студ. учреждений высш. проф. учеб. заведений / В. Ю. Керимов, В. И. Ермолкин, А. С. Гаджи-Касумов, А. В. Осипов; под ред. В. Ю. Керимова. – М. : ИЦ Академия, 2015. – 288 с.
7. .
8. Основы автоматизации производственных процессов нефтегазового производства: учеб. пособие для студ. учреждений высш. проф. образования / М. Ю. Прахова, Э. А. Шаловникова, Н. А. Ишинбаева [и др.] ; под ред. М. Ю. Праховой. – 2-е изд., испр. – М. : ИЦ Академия, 2014. – 256 с.
9. Середа Н. Г. Основы нефтяного и газового дела : учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Н. Г. Середа. – СПб : Лань-Трейд, 2016. – 288 с.

Интернет-ресурсы:

1. Буровой портал [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.drillings.ru (дата обращения : 09.01.2019).
2. Новости нефтегазового сектора [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.nftegaz.ru (дата обращения : 09.01.2019).
3. Все про нефть и газ / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neft-i-gaz.ru/> (дата обращения: 09.01.2019).
4. Статьи о бурении нефтяных и газовых скважин - Инвестгеосервис/ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ingeos.ru/press-czentr/stati/analitik>: (дата обращения: 09.01.2019)
5. Буровое оборудование: буровые установки и инструмент для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://promdevelop.ru/burovye-oborudovanie-ustanovki-i-instrument/> (дата обращения: 09.01.2019)

