

Размещено на [http: //www. allbest. ru/](http://www.allbest.ru/)

1. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1 Исходные данные для проектирования скважины

Исходные данные представлены в таблице 8.

Таблица 1 Исходные данные

№ пп

Наименования

Значения

1

Площадь (месторождение)

Зай-Каратайская

2

Номер скважины

24432

3

Назначение скважины

эксплуатация

4

Проектный горизонт

Д1

5

Продуктивный пласт

Д1

6

Альтитуда ротора, м

299

7

Пластовое давление, МПа

17,5

8

Абсолютная отметка, м

- кровли продуктивного пласта

-1457

- забоя

-1490

9

Проектные глубины кровли продуктивного пласта по вертикали, м

1756

10

Проектные глубины забоя по вертикали, м

1789

11

Азимут бурения, град.

102°0'

12

Проектное смещение на кровлю продуктивного пласта, м

450

13

Радиус круга допуска, м

50

14

Интервал (по вертикали) установки внутрискважинного оборудования, м

1200

15

Конструкция скважины

До. к., мм

Нств, м

- направление

323,9

40

- кондуктор

244,5

280

- эксплуатационная колонна

146,1

1789

16

Тип буровой установки

БУ-75БрЭ

17

Вид монтажа

Передвижка

## 1.2 Выбор и проектирование конструкции скважины

Проектирование конструкции скважины - это определение необходимого для условий данного месторождения количества обсадных колонн, глубины их установки, диаметры долот и обсадных колонн, вида обсадных колонн, положение верхней и нижней границ интервалов цементирования, выбор метода вхождения в продуктивную залежь.

На выбор конструкции скважины влияют следующие факторы:

1. Назначение скважины;
2. Проектная глубина;
3. Особенности геологического разреза;

4. Характер насыщения;
5. Данные о давлениях пластовом и гидростатическом;
6. Профиль ствола скважины;
7. Метод вхождения в продуктивный пласт;
8. Методы эксплуатации скважины;
9. Экономичность конструкции.

При проектировании конструкции скважин предъявляется множество различных требований: конструкция её должна быть прочной, обеспечивать герметичное разобщение всех проницаемых пород, вскрытых при бурении, безусловная возможность достижения проектной глубины при любых возможных отложениях, сведенных к минимуму, возможность осуществление запроецированных режимов бурения, соблюдение требований законов об охране недр и защите окружающей среды от загрязнения. Для проектирования конструкции скважины необходимо выделить зоны с несовместимыми условиями бурения, т. е. интервалы, в которых невозможно вести бурение на растворе с одинаковой плотностью. С целью предотвращения осложнения верхняя зона изолируется, и бурение продолжается на новом растворе.

#### 1.2.1 Выбор диаметров обсадных колонн

Расчет обсадных колонн начинают снизу вверх, т.е. начинают с эксплуатационной колонны. По проекту диаметр эксплуатационной колонны 146,1 мм.

1. Определяем диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну.

$$D_d = D_{м. экс.} + 2 \cdot d \text{ мм.}$$

$D_{м. экс.} = 166 \text{ мм.}$  - диаметр муфты эксплуатационной колонны (определяется по справочнику).

$d = 20 \text{ мм.}$  - зазор между муфтой и стенкой скважины.

$$D_d = 166 + 2 \cdot 20 = 206 \text{ мм.}$$

Согласно классификации долот, выбираем долото диаметром 215,9 мм.

2. Определяем внутренний диаметр кондуктора.

$$D_{вн. к.} = D_d + 2k \text{ мм. (3),}$$

$k = 5 \text{ мм.}$  - зазор между долотом и внутренней поверхностью обсадной колонны.

$$D_{вн. к.} = 215,9 + 2 \cdot 5 = 225,9 \text{ мм.}$$

По справочнику такому внутреннему диаметру соответствует обсадная колонна с наружным диаметром равным 244,5 мм.

Определяем диаметр долота для бурения под кондуктор:

$$D_{д. к.} = D_{м. к.} + 2 \cdot d = 270 + 2 \cdot 20 = 310 \text{ мм.}$$

По справочнику  $D_{м. к.} = 270 \text{ мм.}$

Согласно классификации долот, выбираем долото диаметром 295,3 мм.

3. Определяем внутренний диаметр направления.

$$D_{вн. н.} = D_d + 2 \cdot k = 295,3 + 2 \cdot 5 = 305,3 \text{ мм.}$$

По справочнику такому внутреннему диаметру соответствует обсадная колонна с наружным диаметром 323,9 мм.

Определяем диаметр долота для бурения под направление:

$$D_{д. н.} = D_{м. н.} + 2 \cdot d = 351 + 2 \cdot 20 = 391 \text{ мм.}$$



По справочнику Дм. к. = 351мм.

Согласно классификации долот, выбираем долото диаметром 393,7 мм.

Данные сводим в таблицу

Таблица 2 Конструкция скважины

Название колонны

Диаметр, мм

Интервал спуска, м

Долота

Колонны

По вертикали

1. Направление

393,7

323,9

0 - 40

2. Кондуктор

295,3

244,5

0 - 280

3. Эксплуатационная

215,9

146,1

0 - 1789

Обоснование конструкции:

1. Направлением перекрываются неустойчивые четвертичные и верхнепермские отложения.
2. Кондуктором перекрываются неустойчивые пермские отложения, а также пласты,

содержащие пресные воды, с целью предотвращения их истощения и засоления. Кондуктор спускается на 30-50 метров ниже кровли артинского горизонта.

3. Эксплуатационная колонна спускается для разобщения продуктивного пласта от всех остальных пород.

4. Направление, промежуточный кондуктор, кондуктор, эксплуатационная колонна цементируется на всю длину до устья скважины.

Рисунок 1 Конструкция ствола скважины Зай - Каратайской площади

### 1.3 Выбор, расчет и построение профиля ствола скважины

Для расчета данного профиля необходимо располагать следующими данными:

1. Глубина скважины по вертикали до кровли продуктивного пласта  $H_{кр} = 1756$  м.;

2. Глубина скважины по вертикали  $H_{в} = 1789$  м.;

3. Смещение  $A = 450$  м.;

4. Азимут  $\beta = 102$  о

5. Радиус круга допуска  $R = 50$  м.;

6. Длина вертикального участка  $H_{в} = 60$  м.;

7. Интенсивность набора зенитного угла  $i_{н} = 1$  о/10м.;

8. Интенсивность снижения зенитного угла  $i_{сн} = -0,01$  о/10м.;

1. Определяем максимальный зенитный угол.

$$\operatorname{tg} \beta = A/H_0 = 450/1696 = 0,2653 = 14^{\circ} 54' (4), (5 \text{ стр } 264)$$

$$\text{где, } H_0 = H_{кр} - H_{в} = 1756 - 60 = 1696 \text{ м. (5), (5, стр } 264)$$

2. Определяем радиус искривления участка набора кривизны.

$$R_{искр} = (10/i)/0,01745 = (10/1)/0,01745 = 573 \text{ м. (6), (5, стр } 264)$$

3. Определяем угол наклона ствола скважины по всему интервалу с учетом интенсивности набора зенитного угла.

$$\cos \beta = = = 0,9634; \beta = 15^{\circ} 30'.$$

I) 1. Определим длину участка набора кривизны с интенсивностью  $i_{н} = 1$  °/10 м.

$$l_1 = 0,01745 * R * \beta = 0,01745 * 573 * 15,5 = 154,98 \text{ м. (8), (5, стр } 264)$$

2. Определяем вертикальную проекцию участка набора кривизны.

$$h_1 = R * \sin \beta = 573 * \sin 15^{\circ} 30' = 153,11 \text{ м. (9), (5, стр } 264)$$

3. Определяем горизонтальную проекцию участка набора кривизны.

$$a_1 = h_1 * \operatorname{tg} \beta_{ср} = 153 * \operatorname{tg} 8^{\circ} 25' = 22,6 \text{ м. (10), (5, стр } 264)$$

II) Расчет интервала стабилизации.

$$a_2 = h_2 * \operatorname{tg} \beta_{ср} = 887 * \operatorname{tg} 15^{\circ} 30' = 245,97 \text{ м.}$$

$$l_2 = a_2 / \sin \beta_{ср} = 245,97 / \sin 15^{\circ} 30' = 920,53 \text{ м.}$$

III) Расчет интервала снижения зенитного угла с интенсивностью  $i_{сн} = -0,01$  °/10 м.

$$\beta = (h_3 * i_{сн}) / 10 = (656 * 0,01) / 10 = 0,656 (11), (5, стр } 264)$$

$$\beta_{ср} = (15,5 + 14,84) / 2 = 15,17$$

$$a_3 = h_3 * \operatorname{tg} \beta_{ср} = 656 * \operatorname{tg} 15^{\circ} 10' = 178,23 \text{ м.}$$

$$l_3 = a_3 / \sin \beta_{ср} = 179,48 / \sin 15^{\circ} 10' = 684,52 \text{ м.}$$

Проверяем проектное смещение на забой путем сложения смещений всех интервалов.

$$A = a_1 + a_2 + a_3 = 22,6 + 245,97 + 178,23 = 449,85 \text{ м.}$$

IV) Расчет интервала от кровли продуктивного пласта до забоя.

$$b = (h_4 \cdot i_{сн}) / 10 = (33 \cdot 0,01) / 10 = 0,033$$

$$b_{ср} = (14,81 + 14,84) / 2 = 14,82$$

$$a_4 = h_4 \cdot \operatorname{tg} b_{ср} = 33 \cdot \operatorname{tg} 14^{\circ} 49' = 8,7 \text{ м.}$$

$$l_4 = a_4 / \sin b_{ср} = 8,7 / \sin 14^{\circ} 49' = 32,93 \text{ м.}$$

Общая длина скважины по стволу:

$$l = 60 + 154,98 + 920,53 + 684,52 + 32,93 = 1852,96 \text{ м.}$$

Данные расчета сводим в таблицу 10.

Таблица 3 Параметры траектории ствола скважины 24432

Интервал бурения по вертикали

Зенитный угол  $b$

Смещение

Длина скважины по стволу

От

До

Длина

Н

К

Ср

За интервал

Общее

Интервал

Общее

0

60

60

-

-

-

-

-

60

60

60

213

153

0

15 o30'

8 o25'

22,6

22,6

154,98

214,98

213

1100

887

15 o30'

15 o30'

15 o30'

245,97

268,57

920,53

1135,51

1100

1756

656

15 o30'

14 o50'

15 010'

178,23

449,85

684,52

1820,03

1756

1789

33

14 050'

14 048'

14 049'

8,7

458,55



32,93

1853

Рисунок 2 Профиль ствола скважины Зай-Каратайской площади

1.4 Выбор способа бурения и КНБК по интервалам ствола скважины

Режим бурения скважин определяют исходя из механических свойств горных пород и технической вооруженности бурового предприятия. В настоящее время наиболее распространено проектирование технологических процессов в соответствии с максимальной механической скоростью при эффективном объемном разрушении горных пород.

Практика бурения показывает, что правильно запроектированные режимы бурения работ насосов и долот, параметры бурильной колонны и процесса промывки скважины являются одними из определяющих факторов для успешного ведения буровых работ.

Под КНБК принято понимать: типоразмер долота, забойный двигатель (ЗД), УБТ, диаметр бурильных труб и материал, из которого они изготовлены, тип и диаметр опорно-цементирующих элементов (ОЦЭ), элементы оснастки (амортизаторы, калибраторы и др.).

КНБК по интервалам ствола скважины приведены в таблице 11.

Таблица 4 КНБК по интервалам ствола скважины.

№ пп

Интервал бурения, м

Элементы КНБК до бурильных труб (снизу - вверх)

Вид привода долота

Тип бурильных труб

Диаметр (мм) и количество гидромоторных насадок на долоте

Расход, л/с

Нагрузка на долото, тс

1

2

3

4

5

6

7

8

1

0-40

(бурение под направление  
вертикальный)

393,7СЗ-ГВУ- R174

центратор 384 УБТ 165 (178)-8м центратор 385 УБТ 165 (178)-16м  
или

393,7СЗ-ГВУ- R174

центратор 382 ЗТСШ1-195

центратор 382 УБТ 165 (178)-8м

роторный

Турб.

УБТ 165 (178)

УБТ 165 (178)

-

30-32

В. И.

2

40-60

(бурение под  
кондуктор  
вертикальный)

295,3СЗ-ГВ- R175  
плавающий центратор 286  
ЗТСШ1-195  
жесткий центратор 288  
обратный клапан  
УБТ 165 (178)-24м

Турб.

ТБПН  
127х9  
(ТБПК  
127х9)

12,7\*14,3\*15,9

30-32

В. И.

3

60-215  
(бурение под  
кондуктор - набор угла)

295,3СЗ-ГВ- R175  
плавающий центратор 285  
ТО2-240 (ТО-195)  
(угол перекоса осей-1,15є)  
магнитный переводник

ЛБТ147х11-25м

Турб.

ТБПН  
127х9  
(ТБПК  
127х9)

12,7\*14,3\*15,9

30-32

В. И.

#### 1.5 Расчет колонны бурильных труб

Колонна бурильных труб при бурении скважины подвергается воздействию различных статических и динамических нагрузок. При бурении с помощью забойных двигателей (турбо-, электробуров, объемных двигателей) на колонну бурильных труб действуют следующие нагрузки:

- осевая сила растяжения от собственного веса колонны и перепада давления в забойном двигателе;
  - осевая сила сжатия, создаваемая весом части колонны;
  - момент, прикладываемый к колонне для ее периодического проворачивания и др.
- При роторном бурении на колонну бурильных труб кроме осевых сил растяжения и сжатия действуют еще и дополнительные нагрузки:
- за счет изгибающего момента от действия центробежных сил при вращении колонн;
  - за счет крутящего момента, необходимого для непрерывного вращения колонны и др.
- Изгибающие напряжения в колонне носят переменный характер и зависят от осевой нагрузки, частоты вращения, диаметра труб и скважины, кривизны ее ствола и др. Под действием крутящего момента возникают касательные напряжения, которые в колонне бурильных труб возрастают от забоя к устью скважины.
- Исходные данные:

L = 1853 м - глубина скважины по стволу;  
сб.р. = 1,18 г/см<sup>3</sup> - плотность бурового раствора;  
см = 7,85 г/см<sup>3</sup> - плотность материала труб;  
n = 1,35 - коэффициент запаса прочности;  
Дд = 215,9 мм - диаметр долота;  
Дбт. = 127 мм - диаметр бурильных труб ТБПН;  
Гвзд. = 770 кг - масса винтового забойного двигателя;  
Лвзд. = 5830 мм - длина винтового забойного двигателя;  
Гд. = 45 кг - вес долота.

Рдол. = 0,20 МН - нагрузка на долото.

Диаметр и длина УБТ определяется исходя из диаметра долота и условий бурения скважины. Диаметр и длина УБТ должны обеспечивать соответствующую осевую нагрузку и жесткость низа бурильной колонны. Для проводки ствола скважины выбираем УБТ - 159 мм, двнут - 80мм, вес погонного метра q - 116 кг/м из справочника.

Длину УБТ определяем по следующей формуле:

$$= 208,88 \text{ м. (12), (5, стр 47)}$$

Исходя из опыта бурения принимаем длину УБТ равной 48 м, тогда вес колонны составит:

$$Q_{убт} = l_{убт} * q_{убт} = 48 * 0,00116 = 0,06 \text{ МН. (13), (5, стр 47)}$$

Определяем допускаемую глубину спуска бурильных труб по формуле:

$$, \text{ м (14), (5, стр 47)}$$

где Qр - допустимая растягивающая нагрузка для труб нижней секции, рассчитываем по формуле:

$$= 0,94 \text{ МН. (15), (5, стр 47)}$$

ут = 380 МПа - предел текучести материала труб;

Fтр = 33,4 \* 10<sup>-4</sup> м<sup>2</sup> - площадь сечения;

n = 1,35 - коэффициент запаса прочности для осложненных условий бурения;

k = 1,15 - коэффициент, учитывающий влияние трения, сил инерции и

сопротивления движению раствора;

Fк = 93,3 \* 10<sup>-4</sup> м<sup>2</sup> - площадь проходного канала трубы;

qбт = 0,000294 МН - вес 1 м бурильной колонны;

Рвзд - давление на винтовой забойный двигатель, определяем по формуле:

$$Рвзд = 3,3 * сбр = 3,3 * 1,18 = 3,89 \text{ МПа. (16), (5, стр 47)}$$

Рдф - фактический перепад давления на долоте, определяем по формуле:

$$, \text{ МПа (17), (5, стр 47)}$$

где Qд = 32 л/с - расход;

z = 2 - количество насадок на долоте;

μр = 0,92 - коэффициент расхода насадок долота;

ддф = 14,3 мм - фактический диаметр насадок долота.

$$= 3,1 * 10^6 \text{ Н/м}^2 = 3,1 \text{ МПа.} = 2814,81 \text{ м.}$$

Вывод: Компоновка Бурильной колонны состоящая: (215,9СЗ - ГАУ - R584) + ВЗД (Д - 172) + УБТ (Д = 165) + ТБПК129\*9 выдержит нагрузку при бурении данной скважины,

до проектной глубины.

Параметры буровой колонны приведены в таблице 12.

Таблица 5 Параметры буровой колонны

Наименование

Диаметр, мм

Длина, м

Марка стали

Вес погонного метра, кг/м

Вес колонны труб, тн

УБТ

165

48

Д

116

5,57

ТБПН

127

1805

Д

29,4

53,07

Всего:

1853

58,64

1.6 Обоснование типа, параметров, состава, количества промывочной жидкости по  
разрезу ствола скважины

Технологический процесс промывки скважин должен быть спроектирован и



реализован так, чтобы достичь лучших технико-экономических показателей бурения. При этом главное внимание необходимо уделять выполнению основных технологических функций, таких как: - сохранение устойчивости стенок скважины при воздействии фильтрата бурового раствора;

- предохранение бурового оборудования от коррозии и абразивного разрушения;
- сохранение естественной проницаемости продуктивных горизонтов при их вскрытии.

В таблице приведены типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения.  
Примечание:

1. В интервале 0 - 284м бурение вести с промывкой на ЕВС, в случае возникновения осложнений допускается перейти на глинистый раствор. 2. На буровую завести глинистый раствор (рецептура №1) 162м<sup>3</sup> плотностью =1210кг/м<sup>3</sup>. 3. Перед переходом на глинистый раствор, для поддержания его свойств во время бурения необходимо иметь на буровой следующие химреагенты: ТПФН - 0,5кг/м<sup>3</sup>; из расчёта на рабочий объём раствора: Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> - 1кг/м<sup>3</sup>, КМЦ - 1кг/м<sup>3</sup>. 4. Для обеспечения качественного крепления эксплуатационной колонны, снижение условной вязкости бурового раствора до 30(±5)с производить последовательно во время промежуточных промывок при спуске обсадных колонн. В буровой раствор ввести 10% водный раствор ТПФН, в количестве 5л 10% раствора ТПФН на 1м<sup>3</sup> бурового раствора (0,5кг сухого ТПФН на 1м<sup>3</sup> бурового раствора). 5. Система очистки бурового раствора 2-х ступенчатая, при необходимости включить илоотделитель.

Таблица 6 Типы и параметры буровых растворов

№ пп

Интервал по стволу, м

Тип раствора, состав

Содержание, кг/м<sup>3</sup>

Всего, т (м<sup>3</sup>)

Параметры

Количество ступеней очистки

, кг/м<sup>3</sup>

УВ, с

Ф, см<sup>3</sup>/30 м

pH

с, Ом·м

з, мПа·с

φ<sub>0</sub>, дПа

СНС1/10, дПа

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

1

0-1721

Естественная водная суспензия

-

-

1000ч1020

-

-

-

-

-

-

-

-

2

1721-1838

Глинистый раствор (рецептура №1)

комовая глина

мел

Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>

КМЦ

нефть

ПАВ (МЛ-81Б)

Osno Disko

ГКЖ-11

200

141

5

3

80

5-8

2

2

176

32,4

22,8

0,8

0,5

14

0,11

0,35

0,35

1180(±20)

30-80

4-6

8-9

2-3

7-15

2-60

0,6-7/

0,8-14

2

### 1.7 Гидравлический расчет промывки ствола скважины

Основной задачей этих расчётов является определение технологически необходимого расхода и подачи бурового раствора, оптимальной схемы и режима очистки забоя скважины и рационального использования гидравлической мощности буровых насосов.

#### 1.7.1 Расчет подачи промывочной жидкости по стволу скважины

1. Определяем минимальный расход бурового раствора под направление по следующей формуле:

$$Q_{\min} = 0,785 * 10^3 * (D_{д2}^2 - D^2) * V_{\min}, \text{ дм}^3/\text{с.} \quad (18) \quad (5, \text{ стр } 97)$$

где,  $V_{\min} = 1,1$  - (при бурении ГЗД) минимальная скорость восходящего потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве, обеспечивающая вынос выбуренной породы.

$$Q_{\min} = 0,785 * 10^3 * (0,3937^2 - 0,127^2) * 1,1 = 122,37 \text{ дм}^3/\text{с.}$$

Для кондуктора:

$$Q_{\min} = 0,785 * 10^3 * (0,2953^2 - 0,127^2) * 1,1 = 61,37 \text{ дм}^3/\text{с.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$Q_{\min} = 0,785 * 10^3 * (0,2159^2 - 0,1272^2) * 1,1 = 26,32 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

#### 1.7.2 Обоснование режима работы буровых насосов

Буровая установка укомплектована насосами типа У8 - 6МА2. Исходя из опыта бурения, для промывки ствола скважины используем один насос с диаметром поршня 180 мм, подача насоса - 36 дм<sup>3</sup>/с. Рабочее давление насоса 12,5 МПа.

Таблица 7 Режим работы буровых насосов

Интервал бурения

Диаметр поршня, мм

Расход бурового раствора, л/с

Рабочее давление насоса, МПа

Направление

180

32

12,5

Кондуктор

180

32

12,5

Эксплуатационная колонна

180

32

12,5

Исходя из опыта бурения, подача раствора по разрезу ствола скважины  $Q_{\min}$  берем 30 - 32 л/с с промывкой одним насосом.

1.7.3 Определение потерь давления при бурении под эксплуатационную колонну

1. Определение потерь давления в буровых трубах.

Определим режим течения бурового раствора в буровых трубах по формуле:

, (19) (5, стр 97)

где,  $V_{\text{тр}}$  - средняя скорость течения жидкости в трубах, рассчитываем по формуле:

, м/с (20) (5, стр 97)

где,  $D_{\text{вн}} = 127 - 2 \cdot 9 = 109 \text{ мм} = 0,109 \text{ м}$  - внутренний диаметр буровых труб.

$= 3,31 \text{ м/с}$ .

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$  - ускорение свободного падения;

$\nu = 0,011 \text{ Н*с/м}^2$  - структурная вязкость раствора;

$\phi_0 = 6 \text{ Н/м}^2$  - динамическое напряжение сдвига.

$= 9923,5$

Примечание: при обобщенном критерии Рейнольдса  $Re < 2300$  режим течения будет ламинарным, а при  $Re > 2300$  - турбулентным. Следовательно, в данном случае



режим течения будет турбулентным.

Определяем потери давления в бурильных трубах по формуле:

, МПа (21) (5, стр 97)

где,  $l_{убт} = 48$  м - длина УБТ, установленных над ВЗД;

$\lambda_{тр}$  - безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений трубы,

определяется по формуле:

$= 0,021$ . (22) (5, стр 97)

Подставив приведенные выше значения, получаем:

$= 1,99$  МПа.

2. Определяем потери давления в кольцевом пространстве.

Определим режим течения бурового раствора в затрубном пространстве:

, (23) (5, стр 97)

где,  $V_{кп}$  - средняя скорость течения жидкости по кольцевому пространству:

, м/с (24) (5, стр 97)

где,  $D_d = 0,2159$  м - диаметр скважины (долота);

$D = 0,127$  м - диаметр бурильных труб;

$= 1,17$  м/с.

Подставляем данные из условия задачи, получаем:

$= 1729,59$ .

т. е. режим течения ламинарный.

Определим потери давления в кольцевом пространстве по формуле:

, МПа. (25) (5, стр 97)

где,  $\lambda_{кп}$  - коэффициент гидравлического сопротивления кольцевого пространства;

при ламинарном режиме течения  $\lambda_{кп}$  определяется по формуле:

$\lambda_{кп} = 80/Re = 80/1729,59 = 0,04$ . (26) (5, стр 97)

Подставляя полученные ранее значения получаем:

$= 0,92$  МПа.

3. Определяем потери давления в УБТ.

Эти потери наиболее удобно определять по методу эквивалентных длин по формуле:

, м. (27) (5, стр 97)

где  $l_u = 48$  м - длина УБТ;

$D_{убт.вн} = 165 - 2 * 9 = 147$  мм - внутренний диаметр УБТ.

$= 26,39$  м.

Потери давления в УБТ рассчитывают по формуле:

, МПа. (24) (5, стр 97)

где  $\lambda_{тр} = 0,0236$  безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений трубы.

Подставляя данные из условия задачи, получим:

$= 0,04$  МПа.

4. Определяем потери давления в бурильных замках.

Потери давления в бурильных замках  $\lambda_{рз} = 0$ .

5. Определяем потери давления в промывочных отверстиях долота.

Эти потери с достаточной точностью можно определить по формуле:

, МПа

где  $Q_d = 32$  л/с - расход;

$z = 2$  - количество насадок на долоте;

$\mu_r = 0,92$  - коэффициент расхода насадок долота;

$d_{дф} = 14,3$  мм - фактический диаметр насадок долота.

$= 3,1 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 3,1 \text{ МПа}$ .

6. Определение потерь давления в обвязке буровой установки.

Сначала определим эквивалентную длину ведущей трубы:

, м. (25) (5, стр 97)

где  $l_{вт} = 14,5$  м - действительная длина 146-мм ведущей трубы;

$D_{вн.вт} = 85$  мм - диаметр канала ведущей трубы.

Тогда:

$= 50,28$  м.

Определим эквивалентную длину вертлюга:

, м. (24) (5, стр 97)

где  $l_v = 2$  м - длина вертлюга;

$D_{пр.в} = 65$  мм - диаметр проходного отверстия вертлюга.

Тогда:

$= 26,52$  м.

Определим эквивалентную длину бурового шланга:

, м. (24) (5, стр 97)

где  $l_{ш} = 20$  м - действительная длина бурового шланга;

$D_{пр.ш} = 63,5$  мм - диаметр проходного отверстия бурового шланга.

Тогда:

$= 298,05$  м.

Определим эквивалентную длину подводящей линии. Подводящая линия равна  $l_p = 100$  м.

Суммарная эквивалентная длина всех элементов в обвязке определяется по формуле:

$l_{э.об} = l_{вт} + l_{эв} + l_{эбш} + l_p = 50,28 + 26,52 + 298,05 + 100 = 474,85$  м.

Тогда суммарные потери давления в обвязке определяются по формуле:

$= 0,73$  МПа.

7. Определение потерь давления в ВЗД.

Потери давления в ВЗД определяются по формуле:

$r_{взд} = 3,3 \cdot c_{бр} = 3,3 \cdot 1,18 = 3,89$  МПа.

Таким образом, суммарные потери давления во всей циркуляционной системе:

$r_{сум} = r_{тр} + r_{кп} + r_u + r_z + r_d + r_{об} + r_{взд} = 1,99 + 0,92 + 0,04 + 3,1 + 0,73 + 3,89 = 10,67$  МПа.

$r_{ост} = r_{рн} - r_{сум} = 12,5 - 10,67 = 1,83$  МПа.

где  $r_{рн} = 12,5$  МПа - предельное рабочее давление данного насоса.

Вывод: Таким образом, буровой насос типа У8 - 6МА2 сможет обеспечить достаточное давление.

1.8 Первичное вскрытие продуктивных пластов

Под первичным вскрытием продуктивных пластов понимается комплекс операций по разрушению горных пород, формированию ствола скважины и элементов

конструкции забоя приствольной зоны скважины.

Технология первичного вскрытия продуктивных пластов в комплексе по заканчиванию скважин относится к наиболее сложным в гидравлическом отношении процессам. Пересечение стволом скважины углеводородной залежи в процессе бурения нарушает гидроизоляцию природных флюидонасыщенных пластов и приводит к активной гидродинамической связи системы «скважина-пласт», предопределяя аномальность гидравлических условий заканчивания скважин. Вскрытие пластов приводит к нарушению равновесного напряженного поля в приствольной зоне.

Уравновешивание возникающих на стенках скважины напряжений регулированием плотности промывочной жидкости из-за изменения при бурении гидродинамических давлений т.е. в скважине идет постоянная фильтрация жидкости в приствольную зону проницаемых пород, их дренирование и усталостное разупрочнение (гидроразрыв, нарушение устойчивости горных пород, поглощение буровых и тампонажных растворов, межпластовые перетоки, ГНВП, выбросы).

В процессе первичного вскрытия продуктивного пласта на него действуют и оказывают влияние следующие факторы:

- разгрузка горного массива в результате разбуривания пластов
- фильтрация фильтрата бурового и тампонажного растворов
- изменяющийся температурный режим
- гидродинамические эффекты (гидроудары, понижение давления и др.) в стволе и ПЗ в процессе бурения, цементирования и освоения скважины.

Основная функция промывочной жидкости в процессе вскрытия продуктивных пластов:

- сохранение естественных коллекторских свойств продуктивной зоны.
- предотвращение проявлений в процессе бурения, т.е. поддержание давления в скважине несколько больше чем давление флюидов в пласте.

Плотность промывочной жидкости для вскрытия продуктивных пластов выбирают с учетом превышения давления в скважине больше давления пластового ( $R_{скв} > R_{пл}$ ) на 5-10% в зависимости от глубины скважины (согласно правил ведения буровых работ), также от забойной температуры и давления гидроразрыва.

Подготовка ствола скважины к первичному вскрытию продуктивного пласта при бурении проектируемой скважины.

1. Составить план работ, согласовать и утвердить в установленном порядке.

Ознакомить с планом работ членов буровой бригады под роспись.

2. Спустить коронку на бурильных трубах до глубины 1721 м (до забойной проработки).

3. Закачать в скважину глинистый раствор плотностью  $1180 \pm 20 \text{ кг/м}^3$  обработанный инертными наполнителями (улюк, кордволокно, опила).

4. После выхода глинистого раствора на устье скважины закрыть ПВО и продолжить закачивать раствор с наполнителями из расчета 1 - 1,5 м<sup>3</sup> (кордволокно, опилы) на 10 м<sup>3</sup> глинистого раствора до создания давления на устье  $P_u = 30 \text{ атм.}$  двумя клапанами бурового насоса (БРН-1) при производительности  $Q = 15 \text{ м}^3/\text{ч.}$  Давление на

устье фиксируется по манометру на превенторной линии ПВО.

5. После получения выше указанного давления, определяется давление при котором отсутствует приемистость (P0). Если P0 менее 30 атм. намыв продолжить. Если давление P0 составляет 30 атм., произвести полную очистку глинистого раствора от наполнителя через систему очистки с расхаживанием бурильной колонны.

6. Повторно произвести исследование ствола скважины на приемистость на очищенном от наполнителя глинистом растворе, при подтверждении предыдущих данных исследований поднять бурильную колонну на поверхность с доливом уровня скважины глинистым раствором через 15 свечей подъема бурильной колонны.

7. Опробовать ГМП на устье, произвести спуск в скважину и произвести поинтервальное исследование ствола скважины на приемистость с использованием тех. емкости минимум в четырех режимах нагнетания жидкости согласно Программе подготовки ствола скважины к первичному вскрытию продуктивного пласта, спуску и цементированию эксплуатационной колонны. При отсутствии мерной емкости, использовать агрегат ЦА-320.

**ВНИМАНИЕ!** Производить исследование через ГМП буровым насосом без мерной технологической емкости. Запрещается!

1. Для каждого исследования построить индикаторную линию в координатах P - Q, вычислить коэффициент приемистости зоны и выбрать технологию изоляции.

2. При необходимости произвести изоляционные работы.

Рекомендации по применению технологий в зависимости от коэффициента приемистости зоны:

1. При  $C < 0,4$  - не изолировать;

2. При  $0,4 < C < 1$  - намыв инертных наполнителей;

3. При  $1 < C < 2$  - намыв инертных наполнителей и последующее закрепление цементом;

4. При  $C > 2$  - установка профильного перекрывателя по РД 153 - 39.0 - 337 - 04.

Для намыва инертных наполнителей использовать отработанный глинистый раствор (Б.У.) или глинистый раствор из бентонитового порошка. Плотность не менее 1140 кг/м<sup>3</sup>, условная вязкость более 45 с по СПВ-5, водоотдача более 16 см 3/30 мин. Количество наполнителей определить из расчета:

- Древесный опил - не менее 2,5 м<sup>3</sup> в 10 м 3 ГР;

- Кордное волокно - не менее 1,2 м<sup>3</sup> в 10 м 3 ГР;

- Улюк - не менее 30-50 кг в 10 м 3 ГР

**ВНИМАНИЕ!** Если в ходе изоляционных работ после намыва наполнителей на глинистом растворе объемом, равным двум объемам скважины, не удастся достичь требуемой прочности стенок скважины, и было произведено две безуспешные попытки изоляции заливками тампонажных смесей, то УБР и НГДУ совместно принимают решение о цементировании скважины в две ступени и об использовании профильного перекрывателя ОЛКС. При наличии в скважине двух неизолированных зон применение муфты ступенчатого цементирования ЗАПРЕЩАЕТСЯ, в этом случае следует одну из зон перекрыть расширяемыми профильными трубами.

1. После проведения изоляционных работ исследования пакером повторить на

очищенном от наполнителя буровом растворе.

2. После окончания исследования съём пакера с целью сохранения целостности резиновых манжет осуществить в два приема - сначала выбрать посадочный вес инструмента (осевую нагрузку), выждать 1-2 минуты и поднять бурильную колонну на поверхность.

Запрещается поднимать пакер на четвертой скорости буровой установки.

1. Составить совместный с представителем заказчика акт о проведении ГДИ и полученных результатах исследований.

2. Ответственные за проведение работ - буровой мастер и зам. нач. ЦБ.

Учитывая опыт бурения на данной площади, выбираем буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта следующего типа:

Глинистый раствор (рецептура №1) комовая глина, мел,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , КМЦ, Нефть, ПАВ.

Параметры приведены в таблице 11.

### 1.9 Крепление скважины

Заключительным этапом строительства скважин является крепление скважин, т. е. спуск обсадных колонн. На данном этапе необходимо привести результаты расчета обсадных колонн на прочность, включая данные о способах расчета наружных давлений по длинам колонн, номенклатуре труб, используемых при расчете; характеристики равнопрочных секций, суммарная масса и технологическая оснастка обсадных колонн.

#### 1.9.1 Расчет обсадных колонн (кондуктор, эксплуатационная колонна)

##### 1. Расчет кондуктора.

Исходные данные:

$H_k = 284$  м - глубина спуска кондуктора по вертикали;

$D_k = 245$  мм - диаметр кондуктора;

$R_{пл} = 17,5$  МПа - пластовое давление;

$\rho_{бр} = 1020$  кг/м<sup>3</sup> - плотность бурового раствора для продавки;

$\rho_{цр} = 1850$  кг/м<sup>3</sup> - плотность цементного раствора;

$k_{стр} = 1,5$  - коэффициент запаса на страгивание.

Определяем максимальное давление на устье скважины на устье скважины при закрытии превентора.

$R_{уст} = 1,1 * R_{пл} = 1,1 * 17,5 = 19,25$  МПа. (25) (5, стр 97)

По справочнику выбираем следующие трубы 245 \* 7 марка стали «Д».

$R_{вн} = 19$  МПа,  $R_{стр} = 1,11$  МН,  $g = 427$  Н.

Проверочный расчет на страгивание производится путем сравнения фактического коэффициента страгивания колонны ( $k_{стр.ф}$ ) с допустимым коэффициентом страгивания ( $k_{стр}$ ).

, (26) (5, стр 97)

где,  $Q_k = 427 * 284 = 121268$  Н = 0,121 МН - вес кондуктора;

$Q_{доп}$  - дополнительные нагрузки на обсадные трубы, определяется по формуле:

, МН. (27) (5, стр 97)

где,  $D_{вн.к} = 245 - 2 * 7 = 231$  мм = 0,231 м - внутренний диаметр кондуктора;

$R_{доп}$  - дополнительная растягивающая нагрузка, возникающая при проводке и

продавке цементного раствора в конце цементирования кондуктора, определяется по формуле:

$$P_{\text{доп}} = P_1 + P_2, \text{ МПа. (28) (5, стр 97)}$$

$$\text{где, } P_1 = 0,001 * H_k + 0,8 = 0,001 * 284 + 0,8 = 1,08 \text{ МПа}$$

- давление конца момента цементирования;

$$P_2 = 10^{-5} * (с_{\text{ср}} - с_{\text{бр}}) * H_k = 10^{-5} * (1850 - 1020) * 284 = 2,36 \text{ МПа}$$

- потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений в процессе продавки цементного раствора.

Отсюда,

$$P_{\text{доп}} = 1,08 + 2,36 = 3,44 \text{ МПа.}$$

Тогда,

$$Q_{\text{доп}} = 0,785 * 0,231^2 * 3,44 = 0,144 \text{ МН.}$$

Найдем фактический коэффициент страгивания:

$$= 4,19$$

Проведем проверку на страгивающие нагрузки:

$$k_{\text{стр.ф}} = 4,19 > k_{\text{стр}} = 1,5.$$

Из этого следует, что обсадные трубы для кондуктора выдержат нагрузки, возникающие в процессе бурения и крепления скважины.

Параметры кондуктора представлены в таблице 15.

Таблица 8 Параметры кондуктора

Наименование

Диаметр труб, мм

Вес кондуктора, МН

Толщина стенки, мм

Группа прочности

Вес погонного метра труб, кг/м

Длина колонны, м

Кондуктор

245

0,121

7

Д

42,7

284

## 2. Расчет эксплуатационной колонны.

Исходные данные:

$L = 1853$  м - глубина спуска эксплуатационной колонны;

$H = 2/3 * L = 2/3 * 1853 = 1235,3$  м - глубина опорожнения колонны;

Интервал (0 - 720) = 720 м - седиментационно - устойчивый тампонажный раствор  
ср = 1540 кг/м<sup>3</sup>;

Интервал (720 - 1250) = 530 м - тампонажный раствор по базовой технологии ср =  
1820 кг/м<sup>3</sup>;

Интервал (1250 - 1700) = 450 м - тампонажный раствор по базовой технологии ср =  
1820 кг/м<sup>3</sup>;

Интервал (1700 - 1853) = 153 м - тампонажный раствор из цемента марки G на  
продуктивную часть ср = 1930 кг/м<sup>3</sup>;

сбр = 1000 кг/м<sup>3</sup> - плотность бурового раствора;

Рпл = 17,5 МПа - пластовое давление;

$\rho_n = 850 \text{ кг/м}^3$  - плотность нефти;

$\rho_{ж.опр} = 1000 \text{ кг/м}^3$  - плотность жидкости для опрессовки;

$k = 0,25$  - коэффициент разгрузки цементного камня;

$k_{ин} = 1,15$  - коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление;

$k_{вн} = 1,15$  - коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление;

$k_{стр} = 1,30$  - коэффициент запаса прочности на срагивание.

1. Определяем среднюю плотность тампонажных растворов в затрубном пространстве по формуле:

$$= 1,72 \text{ г/см}^3.$$

2. Рассчитываем внутренние давления период ввода скважины в эксплуатацию и по окончании эксплуатации.

а) В период ввода в эксплуатацию:

$$z = 0; P_{уст} = P_{пл} - 0,01 * \rho_n * L = 17,5 - 0,01 * 0,85 * 1853 = 1,75 \text{ МПа. (30) (5, стр 196)}$$

$$z = L; P_{вн} = P_{пл} = 17,5 \text{ МПа.}$$

б) По окончании эксплуатации:

$$z = 0; P_{уст} = 0 \text{ МПа.}$$

$$z = L; P_{вн} = 0,01 * \rho_n * (L - H) = 0,01 * 0,85 * (1853 - 1235) = 5,25 \text{ МПа. (31) (5, стр 196)}$$

3. Рассчитываем наружные давления в период ввода скважины в эксплуатацию и по окончании эксплуатации.

а) В период ввода в эксплуатацию:

$$z = 0; P_{уст} = 0 \text{ МПа.}$$

$$z = L; P_{вн} = 0,01 * \rho_{ср.цр} * L * (1 - k) + 0,25 * P_{пл} = 0,01 * 1,72 * 1853 * (1 - 0,25) + 0,25 * 17,5 = 28,29 \text{ МПа. (32) (5, стр 196)}$$

б) По окончании эксплуатации:

$$z = 0; P_{уст} = 0 \text{ МПа;}$$

$$z = L; P_{н} = 0,01 * \rho_{ср.цр} * L * (1 - k) + 0,25 * P_{вн} = 0,01 * 1,72 * 1853 * (1 - 0,25) + 0,25 * 5,25 = 25,22 \text{ МПа. (33) (5, стр 196)}$$

4. Определим наружные избыточные давления на колонну в период окончания эксплуатации по формуле:

$$P_{ин} = P_{н} - P_{вн} = 25,22 - 5,25 = 19,97 \text{ МПа. (34) (5, стр 196)}$$

5. Определим внутренние избыточные давления в период ввода скважины в эксплуатацию по формуле, приняв давление на устье за давление опрессовки на устье:

$$z = 0; P_{изв} = 1,1 * P_{опр} = 1,1 * 15 = 16,5 \text{ МПа. (35) (5, стр 196)}$$

$$z = L; P_{ив} = (P_{опр} - 0,01 * (\rho_{ср.цр} * L - \rho_{ж.опр} * L)) * (1 - k) = (15 - 0,01 * (1,72 * 1853 - 1 * 1853)) * (1 - 0,25) = 5 \text{ МПа. (36) (5, стр 196)}$$

По данным расчетов построим график избыточных давлений по окончании эксплуатации скважины и при испытании скважин на герметичность.

Рисунок 3 График избыточных наружных и внутренних давлений

6. Определим критическое давление, которое может возникнуть в скважине по окончании эксплуатации скважины, которое может привести к смятию обсадных колонн, по формуле:

$$P_{кр} = K_{ин} * P_{ин} = 1,15 * 19,97 = 22,97 \text{ МПа. (37) (5, стр 196)}$$



Согласно справочнику, этому давлению соответствуют трубы марки стали «Д»,  $D_{экс} = 146$  мм, толщиной стенки 7 мм,  $R_{кр} = 20,5$  МПа,  $R_{стр} = 0,71$  МН,  $g = 248$  Н.

Для повышения крепления зоны продуктивного пласта, в интервале (1753 - 1853) м устанавливаем обсадные трубы марки стали «Д»,  $D_{экс} = 146$  мм, толщиной стенки 7,7 мм,  $R_{кр} = 26,2$  МПа,  $R_{стр} = 0,84$  МН,  $g = 280$  Н.

7. Проверим трубы на коэффициент запаса на сдвигающие нагрузки:

, (38) (5, стр 196)

где,  $Q_{экс} = g * L = (248 * 1753) + (280 * 100) = 0,53$  МН.

Исходя из расчетов, обсадная колонна выдержит эксплуатационные нагрузки.

Параметры эксплуатационной колонны представлены в таблице 16.

Таблица 9 Параметры эксплуатационной колонны

Наименование

Диаметр труб, мм

Вес труб, МН

Толщина стенки, мм

Группа прочности

Вес погонного метра труб, кг/м

Длина колонны, м

1

2

3

4

5

6

7

Эксплуатационная колонна (0 - 1753)

146

0,5

7

Д

24,8

1753

1

2

3

4

5

6

7

Эксплуатационная колонна (1753 - 1853)

146

0,03

7,7

Д

28

100

Итого:

0,53

Итого:

1853

#### 1.9.2 Подготовка обсадных труб, оборудования, ствола скважины перед спуском обсадных колонн, спуск обсадных колонн

Обсадные трубы, предназначенные для спуска в скважину, за 2-4 дня до спуска доставляются на буровую. Погрузку и разгрузку обсадных труб при перевозке с базы технического снабжения на трубную базу и на скважину необходимо производить только по специальным накатам или автокраном. Разгрузка обсадных труб путем сбрасывания категорически запрещается. Доставленные на буровую обсадные трубы осматривают для отбраковки негодных.

При осмотре труб необходимо обращать внимания на кривизну, наличие трещин, расслоение металла, деформацию муфт и нарезанных концов. Трубы проверяют на овальность и шаблонируют, затем трубы укладывают на приемных мостках, в порядке последовательности спуска их в скважину, при этом каждую трубу нумеруют, измеряют стальной рулеткой и результаты замера записывают мелом на трубе и на листе.

Нарезку труб и муфт тщательно очищают жесткой волосяной щеткой, промывают керосином и проверяют калибром. Запрещается очистка резьб металлическими скребками, металлическими щетками, концами расплетенного талевого каната и т.п. После очистки резьбы муфт и труб на них навинчиваются ниппели и предохранительные кольца.

На случай замены некачественных труб необходимо иметь запасные трубы из расчета не менее 20м на каждые 1000м колонны. Обсадные трубы подлежат опрессовке водой при давлении на 1,5 кратное давление опрессовки.

Подготовка вышки и бурового оборудования.

Перед началом спуска обсадной колонны тщательно проверяются состояние вышки и бурового оборудования.

При осмотре вышки все дефекты и нарушения в соединениях отдельных узлов, поясов, диагоналей и крепления ног устраняют. Проверяют вертикальность вышки и равномерность натяга узлов оттяжек.

При проверке лебедки и привода обращают внимание на прочность крепления лебедки, редуктора и двигателей к фундаментам, на состояние цепных колес, кулачковых сцеплений, шпонок и тормозов.

Для предупреждения осложнений с талевой системой проверяют диаметр работающего талевого каната и возможность спуска обсадной колонны на этом канате и оснастке, в случае необходимости талевый канат заменяют новым перед последней промывкой скважины.

При подготовке буровых насосов к спуску и цементированию колонны проверяют состояние штоков, сальниковой набивки, гнезд, клапанов, соединений в приводной части и все замеченные дефекты ликвидируют, а сработанные детали заменяют новыми.

Установка силикатной ванны.

Перед спуском обсадных колонн проводится силикатная обработка продуктивной части разреза скважины. Силикатная обработка продуктивной части разреза скважины осуществляется путем установки силикатной ванны из МСР после проведения комплекса геофизических исследований и принятия решения о спуске эксплуатационной колонны.

Механизм действия силикатной ванны:

1. Жидкое стекло, входящее в состав силикатной ванны, взаимодействуя с пластовой водой образует труднорастворимые соли и гель кремниевой кислоты. Последние вещества препятствует гидроразрыву пластовых вод.
2. Труднорастворимая рыхлая глинистая корка, как правило, образующая напротив флюидонасыщенного интервала остается между цементным камнем и горной породой и может служить каналом для гидроразрыва в интервалах перфорации. Жидкое стекло, воздействуя на глинистую корку, уменьшает толщину последней и укрепляет её.

Таблица 10 Состав силикатной ванны

№ пп

Наименование

Единица измерения

Норма расхода на 1 м3 воды

Расход на скважину, м 3

1

Жидкое стекло

л

30-50

240,0

2

КМЦ -9С

кг

2-4

18,0

3

Комплексный ПАВ (Ойл-пласт-04)

к

8-16

72,0

4

Вода пресная

м<sup>3</sup>

-

6,0

Порядок приготовления МСР и последовательность осуществления процессов - в соответствии с РД 153-39.0-532-07. При отсутствии комплексного ПАВ допускается

применение технологии СИР по РД 153-39.0-525-07.

Примечание: Силикатная обработка продуктивной части разреза скважины проводится по результатам ГИС и по согласованию с Заказчиком.

Технология спуска эксплуатационной колонны.

1. Поднять инструмент с выбросом и доливом скважины через каждые 250 - 300 м.
2. Пересчитать обсадные трубы, произвести их сортировку и уложить на мостки в порядке спуска по толщинам стенок, произвести замер с записью в журнале, подсчитать. Ослабить предохранительные кольца ниппелей, подготовить смазку для герметизации резьб, солярку 20 литров, ветошь, оснастку. Отцентрировать ротор и вышку относительно ротора.
3. Перед спуском эксплуатационной колонны проверить исправность вышки, подъёмных механизмов, гидротормоза, ГИВ-6, электрооборудования и всего инструмента. При спуске фиксировать заводские номера труб и порядок спуска с записью в акте на замер.
4. Для обеспечения надежности разобщения пластов и качества крепления толщина глинистой корки, определенная перед креплением скважины по ГИС, не должна превышать 2 мм.
5. Предусмотреть шаблонирование колонны:  
диаметр шаблона - 127 мм для колонны с толщиной стенки 7,7 мм;  
диаметр шаблона - 129 мм для колонны с толщиной стенки 7,0 мм.
6. Скорость спуска эксплуатационной колонны ограничить до 1 м/с.
7. По окончании спуска эксплуатационной колонны:
  - проверить меру спущенных труб, соответствие её забю и произвести промывку в объёме двух циклов с выравниванием параметров промывочной жидкости согласно ГТН.
  - условную вязкость раствора выдерживать в пределах 23 - 30 с.

#### 1.10 Разобщение пластов

Разобщение пластов осуществляется для изоляции нефтегазоносных пластов от всех выше лежащих с обязательным одновременным разобщением нефтесодержащих и газосодержащих пластов друг от друга и защиты обсадных труб от корродирующего действия минерализованных вод, циркулирующих в недрах. Поэтому спущенные в скважину обсадные колонны должны быть зацементированы путем закачки тампонажного материала в кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонны.

Существуют ряд методов цементирования скважин. К ним относятся:

одноступенчатое цементирование, манжетное цементирование, двухступенчатое цементирование, цементирование хвостовиков, цементирование под давлением. В зависимости от условий залегания нефтяных или газовых пластов, степени их насыщенности, литологического состава, проницаемости применяют тот или иной метод цементирования скважины.

По цементированию обсадных колонн в проекте указывается:

- способы цементирования,
- схема обвязки устья скважины,



- высота подъема цемента до каждой отдельно цементируемой секции (колонны),
- высота цементного стакана,
- характеристика тампонажного раствора и составляющие ее компоненты, включая буферную и продавочную жидкости,
- время начала и конца схватывания цементных растворов, используемых для разобщения пластов,
- тип и количество спецтехники для цементирования.

Для цементирования эксплуатационной колонны подготовить:

- а) свободную площадку для расстановки тампонажной техники;
- б) необходимое количество цементировочной техники;
- в) необходимое количество тампонажного материала.

#### 1.10.1 Выбор способа цементирования

Исходя из горно-геологических условий и опыта бурения, и крепления скважин на Зай - Каратайской площади для цементирования колонн входящих в конструкцию скважин применяем двухступенчатое цементирование.

#### 1.10.2 Выбор материалов для цементирования

Одним из важнейших факторов, определяющих выбор вида и состава тампонажного материала - химический состав окружающей среды, особенно наличие в ней воды, хорошо растворимых солей, кислых газов, пластовое давление и забойная температура.

Для данных условий бурения будем использовать тампонажный материал, представленный в таблице 11.

Таблица 11 Тампонажные материалы для крепления скважины Зай - Каратайского месторождения

Название колонны

Тип или название жидкости для цементирования

Плотность раствора, кг/м<sup>3</sup>

Название компонента

Плотность, кг/м<sup>3</sup>

Норма расхода

ОЗЦ, час

Направление

буферная жидкость (водный раствор ТПФН)

цементный раствор

продавочная жидкость

1000

1850

1000-1020

Вода

ТПФН

Цемент ПЦТ-II-50

Вода

CaCl<sub>2</sub>

ЕВС

1000-1020

2370

3150

1000-1020

2500

-

1000

20

1231

0,5x1231

0,02x1231

8

Кондуктор

буферная жидкость моющего типа (водный раствор ТПФН)

цементный раствор

продавочная жидкость

1000

1850

1000±20

ТПФН

Вода

Цемент ПЦТ-II-50

Вода

CaCl<sub>2</sub>

ЕВС

2370

1000-1020

3150

1000-1020

2500

-

20

1000

1231

0,5x1231

0,02x1231

Эксплуатационная  
Нижняя ступень цементирования (1250-1838м)

буферная жидкость  
моющего типа  
(водный раствор ТПФН с ВПК-402)  
цементный раствор:  
1 порция - модифицированный  
тампонажный раствор из 5т цемента,  
вытесняется на устье (ГИПУС)  
2 порция -  
Тампонажный раствор, по базовой  
технологии (1250-1700)  
3 порция - тампонажный раствор из 6т цемента марки G на продуктивную часть,  
(1700-1853м)  
продавочная жидкость

1000  
1750  
1820  
1930  
1000-1020

ТПФН  
Вода  
ВПК-402  
Цемент ПЦТ-II-50  
вода  
ПВАР  
пеногаситель  
цемент ПЦТ-II-50  
вода  
цемент ПЦТ-I-G-СС-1

вода  
NaCl  
CaCl2  
EBC

2370

1000

-

3150

1000

670

600

3150

1000

3150

1000

2200

2500

-

20

1000

1-2

1100

0,6x1100

25,0 кг

4,0л

на порцию

1213

0,5x1213

1340

0,44x1340

1%

2%

-

24

16

Примечание:

1. Для обеспечения надежности разобщения пластов толщина глинистой корки, определенная перед креплением скважины по ГИС, не должна превышать 2мм (рекомендация лаборатории крепления)
2. Расчетные объемы тампонажных растворов уточняются по результатам кавернометрии скважин.
3. Допускается применение цемента марки ПЦТ-II-50 при отсутствии цемента марки G на базе ЛУТР.
4. При цементировании обсадных колонн предусмотреть, при необходимости, долив цементного раствора за колонной.

#### 1.10.3 Расчет цементирования эксплуатационной колонны

Исходные данные.

L = 1853 м. - глубина спуска эксплуатационной колонны;

Dд = 215,9 мм - диаметр долота под эксплуатационную колонну;

Dэкс = 146 мм - наружный диаметр эксплуатационной колонны;

Dк = 244,5 мм - наружный диаметр кондуктора;

дэкс = в интервале (1853 - 1753) м 146 \* 7,7 мм; (1753 - 0) м 146 \* 7 мм - толщина стенки;

сбр = 1,0 г/см<sup>3</sup> - плотность бурового раствора;

Рпл. = 17,5 МПа - пластовое давление;

ккав = 1,3 - коэффициент кавернозности;

hц.ст = 10 м - высота цементного стакана;

Интервал (0 - 720) = 720 м - седиментационно - устойчивый тампонажный раствор

ср = 1540 кг/м<sup>3</sup>; m = 0,65;

Интервал (720 - 1250) = 530 м - тампонажный раствор по базовой технологии

ср = 1820 кг/м<sup>3</sup>; m = 0,5;

Интервал (1250 - 1700) = 450 м - тампонажный раствор по базовой технологии

ср = 1820 кг/м<sup>3</sup>; m = 0,5;

Интервал (1700 - 1853) = 153 м - тампонажный раствор из цемента марки G на

продуктивную часть ср = 1930 кг/м<sup>3</sup>; m = 0,44;

Глубина установки МСЦ - 1250 м.

Расчет цементирования первой ступени.

1. Определяем объем буферной жидкости. Буферная жидкость - пресная вода с добавками ТПФН, объем Vбуф = 9 м<sup>3</sup>, сбуф = 1,0 г/см<sup>3</sup>.

2. Определяем объемы, массу цементных растворов, объемы жидкости затворения по интервалам ствола скважин.

Интервал (1853 - 1700) м. Цемент марки G.

= (39) (5, стр 196)

= = 4,85 м<sup>3</sup>.

= 6,57 тн. (40) (5, стр 196)

$$Q_{жз} = Q_{цр} * m = 6,57 * 0,44 = 2,89 \text{ м}^3. (41) (5, \text{стр } 196)$$

Интервал (1700 - 1250) м. Тампонажный цемент по базовой технологии.

$$= = 13,88 \text{ м}^3.$$

$$= 17,01 \text{ тн.}$$

$$Q_{жз} = Q_{цр} * m = 17,01 * 0,5 = 8,51 \text{ м}^3.$$

3. Определяем объем продавочной жидкости с учетом коэффициента сжатия бурового раствора и запаса.

к<sub>сж</sub> = 1,03 - 1,05 - коэффициент, учитывающий сжатие бурового раствора;

V<sub>зап</sub> = 1,5 м<sup>3</sup> - запас объема продавочной жидкости.

Обсадная колонна составлена из труб с различной толщиной стенки.

В интервале (1853 - 1753) м, 146 \* 7,7 мм, l<sub>1</sub> = 100 м;

(1753 - 0) м, 146 - 7 мм, l<sub>2</sub> = 1753 м;

$$(42) (5, \text{стр } 196)$$

$$= 27,44 \text{ м}^3.$$

Расчет цементирования второй ступени.

1. Определяем объем буферной жидкости.

Буферная жидкость - пресная вода с добавками ТПФН, объем V<sub>буф</sub> = 9 м<sup>3</sup>, с<sub>буф</sub> = 1,0 г/см<sup>3</sup>.

2. Определяем объемы, массу цементных растворов, объемы жидкости затворения по интервалам ствола скважин.

Интервал (1250-720) м. Тампонажный раствор по базовой технологии.

$$= = 16,34 \text{ м}^3. = 20,02 \text{ тн.}$$

$$Q_{жз} = Q_{цр} * m = 20,02 * 0,5 = 10,01 \text{ м}^3.$$

Интервал (720 - 0) м. Седиментационно - устойчивый тампонажный раствор.

=

$$= = 22,02 \text{ м}^3.$$

$$= 20,76 \text{ тн.}$$

$$Q_{жз} = Q_{цр} * m = 20,76 * 0,65 = 13,49 \text{ м}^3.$$

3. Определяем объем продавочной жидкости с учетом коэффициента сжатия бурового раствора и запаса.

к<sub>сж</sub> = 1,03 - 1,05 - коэффициент, учитывающий сжатие бурового раствора;

V<sub>зап</sub> = 1,5 м<sup>3</sup> - запас объема продавочной жидкости.

Обсадная колонна составлена из труб с одинаковой толщиной стенки.

В интервале (1250 - 0) м, 146 - 7 мм, l<sub>3</sub> = 1250 м;

$$= 19,11 \text{ м}^3.$$

4. Определяем количество смесительных машин в зависимости от массы цемента, его насыпной массы и вместимости бункера.

Определим число смесительных машин из условия затаривания цемента - Q<sub>б</sub> = 7,2 тн.

$$M_{цр.г} = Q_{цр.г} / Q_{б} = 6,57 / 7,2 = 0,91 = 1 \text{ (для цемента марки G)} (43) (5, \text{стр } 196)$$

$$M_{цр.б} = Q_{цр.б} / Q_{б} = (17,01 + 20,02) / 7,2 = 5,14 = 6 \text{ (для тампонажного раствора по базовой технологии)}$$

$$M_{цр.су} = Q_{цр.су} / Q_{б} = 20,76 / 7,2 = 2,88 = 3 \text{ (для седиментационно - устойчивого тампонажного раствора)}$$

Определим количество смесительных машин с вместимостью бункера 14,5 м<sup>3</sup>.

$$M_{цр} = Q_{цр}/\rho_{цр} * V_{см}, \quad (44) \quad (5, \text{стр } 196)$$

где  $\rho_{цр}$  - насыпная плотность цемента, кг/м<sup>3</sup>;

$V_{см}$  - объем бункера смесительной машины, м<sup>3</sup>.

$$M_{цр} = 6570/1180 * 14,5 = 0,38 = 1$$

$$M_{цр} = 37030/1210 * 14,5 = 2,11 = 3$$

$$M_{цр} = 20760/920 * 14,5 = 1,56 = 2$$

Определяем количество цементировочных агрегатов ЦА.

Емкость мерного бака ЦА = 6,4 м<sup>3</sup>.

- работающих, при закачке буферной жидкости - N = 1

- работающих, при закачке цементного раствора - N = 7

- работающих, при продавке цементного раствора - N = 8

5. Рассчитываем максимальное давление перед посадкой пробки на упорное кольцо.

$$P_{\max} = P_1 + P_2 + P_{\text{стоп}}, \quad \text{МПа.} \quad (45) \quad (5, \text{стр } 196)$$

где  $P_1$  - давление, необходимое для преодоления сопротивления, обусловленного разностями плотностей жидкости в трубах и затрубном пространстве.

$$(46) \quad (5, \text{стр } 196) = 13,27 \text{ МПа.}$$

$$\text{где } \rho_{\text{ср.цр}} = (\rho_{\text{цр.г}} * \rho_{\text{цр.г}} + \rho_{\text{цр.б}} * \rho_{\text{цр.б}} + \rho_{\text{цр.су}} * \rho_{\text{цр.су}}) / \rho_{\text{ц}} = (153 * 1,93 + 980 * 1,82 + 720 * 1,54) / 1853 = 1,72 \text{ г/см}^3.$$

$P_2$  - давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений, определяется по эмпирическим формулам Шищенко - Баланова.

$$P_2 = 0,001 * N + 1,6 = 0,001 * 1853 + 1,6 = 3,45 \text{ МПа.} \quad (47) \quad (5, \text{стр } 196)$$

$$P_{\text{стоп}} = 1,5 - 2 \text{ МПа.}$$

$$P_{\max} = 13,27 + 3,45 + 2 = 18,72 \text{ МПа.}$$

6. Определяем число ЦА участвующих в продавке цементного раствора, из условия получения скорости  $V_{п}$  подъема цементного раствора в кольцевом пространстве у башмака в момент начала продавки не менее 1,8 - 2 м/с для эксплуатационной колонны.

Так как продавка начинается на высшей скорости (5) число агрегатов будет определяться по формуле:

$$(48) \quad (5, \text{стр } 196) = 4,48 \quad (5 \text{ агрегатов}).$$

где  $Q$  - производительность ЦА - 320 с установленными в его насосе цилиндрическими втулками 115 мм  $P_{\max} = 5,8$  МПа;  $Q = 16,1$  л/с.

7. Определяем время цементирования.

$$T_{ц} = 1/60 * (V_1/Q_{ца} + (V_{цр} + V_{пр} - V_1)/Q_{м}) = 1/60 * (44,55/0,0805 + (57,09 + 46,55 - 44,55)/0,0524) = 28,02 \text{ мин.}$$

$$\text{где } V_1 = V_{пр} - V_{11} = 46,55 - 2 = 44,55 \text{ м}^3. \quad (50) \quad (5, \text{стр } 196)$$

$V_{11}$  - принимаем равным 1 - 2 м.

$$Q_{ца} - \text{суммарная производительность ЦА } (16,1 * 5) = 80,54 \text{ л/с} = 0,0805 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$Q_{м}$  - суммарная производительность ЦА, при которой достигается наиболее полное вытеснение промывочной жидкости цементным раствором.

$$(51) \quad (5, \text{стр } 196) = 0,056 \text{ м}^3.$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 19.



Таблица 12 Результаты расчетов цементирования

Плотность, г/см<sup>3</sup>

Объем, м<sup>3</sup>

Масса сухого цемента, тн

Портландцемент марки «G»

1,93

4,85

6,57

Портландцемент

1,82

30,22

37,03

Облегченный цемент

1,54

22,02

20,76

Буферная жидкость

1

18

Жидкость затворения

1

34,9

Продавочная жидкость

1

46,55

1.10.4 Заключительные работы после цементировании обсадных колонн

Заключительные работы после цементирование скважины включают:

- 1) ожидание затвердения цементного раствора, закачанного в затрубное пространство скважины (ОЗЦ);
- 2) термометрию для установления цементного камня за колонной (ОЦК);
- 3) оборудование устья скважины для эксплуатации;
- 4) разбуривание обратного клапана и цементного стакана;
- 5) опрессовку и испытание колонны в герметичность;

После того, как цементный раствор закачан в колонну он поднят на заданную высоту в затрубном пространстве, скважину оставляют в покое для твердения цементного растворе.

Колонну держат под давлением, которое было в ней к концу продавки, для чего перекрывают краны на цементирующей головке.

По истечении срока твердения цементного раствора снимают цементирующую головку и приступают к определению фактической высоты подъема цементного кольца при помощи электротермометра, спускаемого в колонну.

АКЦ необходимо производить сразу же после окончания цементирование (конца схватывания цементного раствора). По окончании электротермометрических работ для определения высоты подъема цементного раствора и характера его расположения вокруг колонны в скважине приступают к оборудованию устья скважины.

Цель обвязки устья скважины укрепить эксплуатационную колонну в герметично перекрытое межтрубное пространство между всеми выходящими на дневную поверхность колоннами.

Содержание работ по опрессовке обсадных труб: установить цементирующую головку на колонну. Присоединить нагнетательную линию агрегата к цементирующей головке. Опрессовать колонну. Ожидать результатов опрессовки

(30 мин). Снизить давление до атмосферного. Отсоединить нагнетательную линию от цементировочной головки. Снять цементировочную головку с колонны.

#### 1.11 Испытание продуктивных пластов

Под испытанием пласта понимается комплекс работ, обеспечивающие вызов притока, отбор проб пластовой жидкости и газа, выявление газонефте содержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта. Пласты испытывают как в процессе бурения, так и после окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны. Испытание скважин проводится с целью установления промышленной нефтегазоносности пластов, оценки их продуктивной характеристики и получения необходимых данных для подсчета запасов нефти и газа, а также составления проектов разработки месторождений.