МИНОБРНАУКИ РОССИИ

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

|  |  |
| --- | --- |
| Факультет | Разработки нефтяных и газовых месторождений |
| Кафедра | Бурения нефтяных и газовых скважин |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Оценка комиссии: |  | | | Рейтинг: |  |
| Подписи членов комиссии: | | | | | |
|  | |  | Симонянц Сергей Липаритович | | |
| (подпись) | |  | (фамилия, имя, отчество) | | |
|  | |  |  | | |
| (подпись) | |  | (фамилия, имя, отчество) | | |
|  | | | | | |
| (дата) | | | | | |
|  | |  |  | | |

**КУРСОВАЯ РАБОТА**

|  |  |
| --- | --- |
| по дисциплине | Технология бурения нефтяных и газовых скважин |
|  | |

|  |  |
| --- | --- |
| на тему | Совершенствование технологического процесса  углубления скважины |
|  | |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | ВЫПОЛНИЛ: |  |
|  |  | Студент группы | РБ-18-02 |
|  |  |  | (номер группы) |
|  |  | Савенков Алексей Николаевич. | |
|  |  | (фамилия, имя, отчество) | |
|  |  |  | |
|  |  | (подпись) | |
|  |  | 25.04.2021 | |
|  |  | (дата) | |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Москва, 2021 |  |

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

|  |  |
| --- | --- |
| Факультет | Разработки нефтяных и газовых месторождений |
| Кафедра | Бурения нефтяных и газовых скважин |

**ЗАДАНИЕ НА КУРСОВУЮ РАБОТУ**

|  |  |
| --- | --- |
| по дисциплине | Технология бурения нефтяных и газовых скважин |

|  |  |
| --- | --- |
| на тему | Совершенствование технологического процесса  углубления скважины |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| ДАНО студенту | Савенкову А.Н. | группы | РБ-18-02 |
|  | (фамилия, имя, отчество в дательном падеже) |  | (номер группы) |

**Содержание работы:**

|  |  |
| --- | --- |
|  | Определить параметры режима и показатели бурения по исходным данным и рассчитать потенциальные показатели бурения. |
|  | Выполнить проектирование бурильной колонны. |
|  | Выполнить гидравлический расчет циркуляционной системы. |

**Исходные данные для выполнения работы:**

|  |  |
| --- | --- |
|  | Вариант задания № 31 |

**Рекомендуемая литература:**

|  |  |
| --- | --- |
|  | Леонов Е.Г., Симонянц С.Л. Совершенствование технологического процесса углубления скважины: учебное пособие. М., Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. 184 с. |
|  | Симонянц С.Л. Бурение скважин гидравлическими забойными двигателями. Учебное пособие. М., РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2018. 208 с. |
|  | Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. 2013. 288 с. |

**Графическая часть:**

|  |  |
| --- | --- |
|  | Нет |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Руководитель: | д.т.н. |  | профессор |  |  |  | Симонянц Сергей Липаритович |
|  | (уч.степень) |  | (должность) |  | (подпись) |  | (фамилия, имя, отчество) |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Задание принял к исполнению: | студент |  |  |  | Савенков Алексей Николаевич |
|  | |  | (подпись) |  | (фамилия, имя, отчество) |

**Оглавление**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 1. | Исходные данные……………………………………………………………………… | 4 |
| 2. | Изучение исходной информации…………………………..………………………… | 5 |
| 3. | Проверочный расчет плотности и расхода бурового раствора………………........... | 6 |
| 4. | Выбор числа работающих насосов и диаметра цилиндрических втулок………......... | 7 |
| 5. | Определение энергетических параметров ВЗД…………………………………......... | 7 |
| 6. | Определение параметров режима бурения по фактическим данным…………......... | 9 |
| 7. | Определение средних показателей бурения по фактическим данным……………... | 10 |
| 8. | Определение адаптационных коэффициентов по фактическим данным…………... | 13 |
| 9. | Определение допустимых значений осевой нагрузки и частоты вращения долот….. | 14 |
| 10. | Определение потенциальных показателей бурения……………………………......... | 16 |
| 11. | Проектирование бурильной колонны……………………………………………........ | 16 |
| 12. | Гидравлический расчет циркуляционной системы………………………………….. | 22 |
| 13. | Используемая литература……………………………………………………………… | 27 |

**1. Исходные данные**

Таблица 1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№№** | **Показатели** | **Обозначения** | **Единица измерения** | **Значение** |
| 1 | Глубина бурения | L | м | 2900 |
| 2 | Глубина залегания подошвы слабого пласта |  | м | 1600 |
| 3 | Давление гидроразрыва в слабом пласте |  | МПа | 23,2 |
| 4 | Глубина залегания кровли флюидосодержащего пласта |  | м | 2880 |
| 5 | Пластовый флюид | - | - | газ |
| 6 | Пластовое давление во флюидосодержащем пласте |  | МПа | 35,0 |
| 7 | Свойства бурового раствора: |  |  |  |
| 8 | -плотность |  |  | 1288 |
| 9 | -пластическая вязкость |  |  | 0,031 |
| 10 | -динамическое напряжение сдвига |  |  | 18 |
| 11 | Тип буровых насосов | - | - | УНБТ-750 |
| 12 | Условие всасывания буровых насосов | - | - | с подпором |
| 13 | Размеры наземной обвязки: |  |  |  |
| 14 | -условный размер стояка | - | мм | 114 |
| 15 | -диаметр проходного канала бурового рукава | - | мм | 76 |
| 16 | -диаметр проходного канала вертлюга | - | мм | 90 |
| 17 | -диаметр проходного канала ведущей трубы | - | мм | 74 |
| 18 | Минимальная скорость жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающая вынос шлама |  |  | 0,49 |
| 19 | Минимальный наружный диаметр труб в КНБК |  | м | 0,140 |
| 20 | Интервал отработки долот | ΔL | м | 2100-2900 |
| 21 | Среднее время 1-ой СПО |  | ч | 13 |
| 22 | Стоимость часа работ БУ | R |  | 18000 |
| 23 | **Данные по скв.1** |  |  |  |
| 24 | Вид привода | - | - | Ротор |
| 25 | Тип ГЗД | - | - | - |
| 26 | Стоимость часа работ ГЗД |  |  | - |
| 27 | Расход бурового раствора |  |  | 0,028 |
| 28 | Осевая нагрузка |  | кН | 150 |
| 29 | Частота вращения ротора | n |  | 60 |
| 30 | Типоразмер долот | - | - | 244,5  СГАУ |
| 31 | Стоимость долота |  | руб | 240000 |
| 32 | Проходка за рейс | *hd1*  *hd2*  *hd3* | м  м  м | 320  300  180 |
| 33 | Время мехбурения | t1  t2  t3 | ч  ч  ч | 56  55  50 |
| 34 | **Данные по скв.2** |  |  |  |
| 35 | Вид привода | - | - | Ротор |
| 36 | Тип ГЗД | - | - | - |
| 37 | Стоимость часа работ ГЗД |  |  | - |
| 38 | Расход бурового раствора |  |  | 0,028 |
| 39 | Осевая нагрузка |  | кН | 90 |
| 40 | Частота вращения ротора | N |  | 60 |
| 41 | Типоразмер долот | - | - | 244,5  PDC |
| 42 | Стоимость долота |  | руб | 1000000 |
| 43 | Проходка за рейс | *hd1* | м | 800 |
| 44 | Время мехбурения | t1 | ч | 150 |

**2. Изучение исходной информации**

В исходных данных (табл. 1) представлены фактические показатели бурения двух вертикальных скважин на одном месторождении (площади) с идентичными горно-геологическими условиями залегания пород в интервале от 2100 до 2900 м. Способ бурения одинаков для двух скважин — роторный. При этом, в скв. 1 отрабатывались трехшарошечные долота типа 244,5СГАУс герметизированными маслонаполненными опорами, а в скв. 2 применялось долото 244,5 PDC с алмазно-твердосплавными резцами того же диаметра. В табл. 1 приводятся также сведения о стоимости долот, среднем времени одной СПО для заданной глубины бурения, стоимости часа работы БУ.

**3. Проверочный расчет плотности и расхода бурового раствора**

Установим соответствие плотности бурового раствора, применяемого в скв.1 и скв.2, требованиям правил безопасности бурения по формуле (1):

 (1)



Найденная плотность получилась немного больше фактической плотности, применяемой в скважинах 1 и 2. Поэтому исходное значение плотности бурового раствора 1288 кг/м3 подлежит корректировке и будет использоваться 1301 кг/м3 в дальнейших расчетах.

Определим расход жидкости , необходимый для качественной очистки забоя и долота от шлама, по формуле (2):

 (2)

где Q1-расход бурового раствора, обеспечивающий очистку забоя и долота, ;

α- коэффициент расхода, .

Для способа бурения с помощью ротора (0,35…0,5) Поскольку плотность бурового раствора невысокая, примем 

(0,35…0,5)

С учетом указанной в задании минимальной скорости течения жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающей вынос шлама ,находим необходимый расход бурового раствора  по формуле (3):

 (3) где Q2- расход бурового раствора, обеспечивающий вынос шлама из скважины, ;

- диаметр скважины, м; диаметр скважины для упрощения расчетов принимается равным диаметру долота на всем протяжении ствола;

- минимальный наружный диаметр бурильных труб, м;

- средняя скорость течения жидкости, обеспечивающая вынос шлама из скважины.

Так как , то согласно условию  для дальнейшего анализа следует принять значения. 

**4. Выбор числа работающих насосов и диаметра цилиндрических втулок**

примем, что всасывание промывочной жидкости буровыми насосами осуществляется с подпором, примем коэффициент наполнения . Для создания равной или несколько большей по сравнению с найденной подачей с учетом данных таблицы 4.1 учебного пособия «Совершенствование технологического процесса углубления скважины», будем использовать один насос УНБТ-750 с втулками диаметром 130 мм и подачей =0,0263.

Тогда по формуле (4):

; (4)

.

Полученный расход 0,0263  обеспечит качественную промывку скважины,

очистку забоя и долота от шлама. Таким образом, в дальнейших расчетах принимаем расход бурового раствора Q=0,0263. Предельное давление на выходе насоса УНБТ-750 при использовании втулок диаметром 130 мм составляет 26 МПа.

**5. Определение параметров режима бурения**

**по фактическим данным**

На обеих скважинах используется роторный способ бурения, поэтому параметры режима бурения заданы:

**Скв.1-долото 244,5СГАУ**

-расход бурового раствора Q= 0,028 /с

-оевая нагрузка на долото G=150 кН

-частота вращения долотат n= 60 об/мин

**Скв.2-долото 244,5PDC**

-расход бурового раствора Q= 0,028 /с

-оевая нагрузка на долото G=90 кН

-частота вращения долотат n= 60 об/мин

**6. Определение средних показателей бурения по фактическим данным**

Используя формулы (11) – (13), определим для каждого интервала среднюю проходку за рейс, среднее время работы долота, среднюю механическую скорость проходки. Затем по формулам (14) и (15) определим рейсовую скорость бурения и стоимость 1 метра проходки в интервале. Кроме того, с помощью данных таблиц 3.2 и 3.3 учебного пособия «Совершенствование технологического процесса углубления скважины», идентифицируем заданные типы долот по коду IADC.

**Скв.1 – тип долота 244,5 СГАУ**

Количество долот N=3

Общая (суммарная) проходка

H=320+300+180=800 м.

Средняя проходка на долото

, (11)

где h – средняя проходка на долото (за рейс долота), м;

H – общая проходка в интервале бурения, м;

м.

Общее (суммарное) время мехбурения

, (12)

где  - среднее время мехбурения долотом, ч;

 - общее время мехбурения интервала, ч;

56+55+50=161 ч.

Среднее время работы долота ч.

Средняя мехскорость проходки

; (13)

где Vм- средняя механическая скорость проходки, ;

Рейсовая скорость бурения

; (14)

Стоимость всех долот 240000·3=720000 руб.

Стоимость метра проходки

, (15)

где См- стоимость метра проходки, ;

 - стоимость проката ГЗД, ;

B – суммарная стоимость всех долот, руб.;

R – стоимость часа работы буровой установки, .

Тип долота по коду IADC 236.

Полученные результаты сведем в таблицу 2.

**Скв.2 – тип долота PDC**

Количество долот N=1

Общая (суммарная) проходка

H=800 м.

Средняя проходка на долото

,  м.

Общее (суммарное) время мехбурения

,

150 ч.

Среднее время работы долота  ч.

Согласно данным, приведенным в разделе 3, моторесурс долот PDC при бурении составляет около 300 ч. В данном случае очевидно, что долото PDC не доработано до полного износа и может быть повторно использовано при бурении других интервалов. Поэтому при определении стоимости долота PDC, отнесенной на заданный интервал бурения, необходимо учитывать отношение фактического времени работы к его потенциальному ресурсу.

Средняя мехскорость проходки

;



Рейсовая скорость бурения

;

Стоимость долота 1000000 руб.

Стоимость долота, отработанного в заданном интервале

руб.

Стоимость метра проходки

,

Полученные результаты сведем в таблицу 2.

Таблица 2

**Средние показатели бурения**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Средние показатели бурения по скв.1** | **Средние показатели бурения по скв.2** |
| Способ бурения | Ротор | Ротор |
| Тип ГЗД | - | - |
| Тип долота | 244,5 СГАУ | 244,5 PDC |
| Типа по коду IADC | 236 | - |
| Расход бурового раствора, | 0,028 | 0,028 |
| Плотность раствора, | 1288 | 1288 |
| Осевая нагрузка на долото, кН | 150 | 90 |
| Частота вращения, | 60 | 60 |
| Перепад давления на ВЗД в рабочем режиме, МПа | - | - |
| Кол-во долот, шт. | 3 | 1 |
| Общая проходка, м | 800 | 800 |
| Общее время бурения, ч | 160 | 150 |
| Мехскорость проходки, | 4,96 | 5,33 |
| Проходка на долото, м | 266,6 | 800 |
| Время работы долота, ч | 53,6 | 150 |
| Стоимость 1 долота, руб. | 240000 | 1000000 |
| Стоимость всех долот, отработанных в интервале бурения, руб. | 720000 | 500000 |
| Время 1 СПО, ч | 13 | 13 |
| Суммарное время СПО, ч | 39 | 13 |
| Рейсовая скорость, | 4 | 4,9 |
| Стоимость 1 м, | 5400 | 4292 |

В результате выполненных расчетов установлено, что применение долота PDC при проходке заданного интервала скважины увеличивает средние технико-экономические показатели бурения: рейсовая скорость увеличилась в 1,23 раза, а стоимость метра проходки снизилась в 1,26 раза

**8. Определение адаптационных коэффициентов**

**по фактическим данным**

Используя полученные значения фактических показателей бурения – механической скорости проходки и времени работы долота, а также параметров режима бурения – осевой нагрузки и частоты вращения долота, определим числовые значения адаптационных коэффициентов в формулах (16), (17) для обоих типов долот.

; (16)

, (17)

где K, A, α, β, δ, ψ – эмпирические коэффициенты, определяемые по результатам фактической отработки всех долот одного типоразмера в рассматриваемом интервале.

Значения степенных показателей в указанных формулах принимаем в соответствии с рекомендацией табл.4.3 учебного пособия «Совершенствование технологического процесса углубления скважины»:

**- для долота 244,5**

;

584060.

**- для долота PDC**

;

.

Далее, с целью совершенствования технологии углубления скважины, определим потенциальные наиболее эффективные технико-экономические показатели бурения, которые могут быть получены при использовании тех же типов долот, но при условии реализации максимально допустимых в рассматриваемых условиях параметров режима бурения – осевой нагрузки G и частоты вращения n.

**9. Определение допустимых значений**

**осевой нагрузки и частоты вращения долот**

Для определения допустимых (граничных) значений G и n воспользуемся рекомендациями табл. 3.6 учебного пособия «Совершенствование технологического процесса углубления скважины» для данного долота.

По табл. 3.7 указанного выше учебного пособия максимально допустимая осевая нагрузка на долото составляет:

- для долота 244,5 СГАУ G=250 кН;

- для долота 244,5 PDC G=132 кН.(данное значение получено путем аппроксимации)

максимально допустимая частота вращения составляет:

- для долота 244,5 СГАУ n=150 об/мин;

- для долота 244,5 PDC n=427 об/мин.(данное значение получено путем аппроксимации). С учетом применения роторного способа бурения, ограничим частоту вращения долота 244,5 PDC значением n=150 об/мин.

**10. Определение потенциальных**

**показателей бурения**

По формулам (18), (19) определим прогнозные потенциальные значения механической скорости проходки и времени работы долот при максимально допустимых величинах G и соответствующих им значениях n.

, (18)

, (19)

**- для долота 244,5 СГАУ**

;

.

Полученные данные используем для определения прогнозных значений:

- проходки на долото h=14·18,4 =258 м;

- количество долот; принимаем целое число N=4;

- уточненной проходки на долото:  м;

- время мехбурения интервала

ч;

- уточненного времени работы одного долота

ч;

- времени СПО 13·4=52 ч;

- рейсовая скорость бурения;

- стоимость всех долот 240000·4=960000 руб.;

- стоимость метра проходки

Полученные результаты сведем в таблицу 5.

**- для долота 244,5 PDC**

;

.

Полученные данные используем для определения прогнозных значений:

- проходки на долото h=18,5·73=1350,5 м;

- количество долот; принимаем целое число N=1;

- уточнённой проходки на долото: м;

- уточнённого времени мехбурения интервала

ч;

- уточненного времени работы одного долота

ч;

- времени СПО 13 ч;

- рейсовая скорость бурения;

- стоимость долота 1000000 руб.;

- стоимость метра проходки

Полученные результаты также сведем в таблицу 5.

Таблица 5

**Потенциальные показатели бурения**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Средние показатели бурения по скв.1** | **Средние показатели бурения по скв.2** |
| Способ бурения | Ротор | Ротор |
| Тип долота | 244,5 СГАУ | 244,5 PDC |
| Типа по коду IADC | 236 | - |
| Расход бурового раствора, | 0,028 | 0,028 |
| Плотность раствора, | 1288 | 1288 |
| Осевая нагрузка на долото, кН | 250 | 132 |
| Частота вращения, | 150 | 150 |
| Кол-во долот, шт. | 4 | 1 |
| Общая проходка, м | 800 | 800 |
| Общее время бурения, ч | 43 | 43,2 |
| Мехскорость проходки, | 18 | 18,5 |
| Проходка на долото, м | 200 | 800 |
| Время работы долота, ч | 10,5 | 43,2 |
| Стоимость 1 долота, руб. | 240000 | 1000000 |
| Стоимость всех долот, отработанных в интервале бурения, руб. | 960000 | 1000000 |
| Время 1 СПО, ч | 13 | 13 |
| Суммарное время СПО, ч | 52 | 13 |
| Рейсовая скорость, | 8,42 | 14,2 |
| Стоимость 1 м, | 3337 | 2514 |

Сравнительный прогнозный анализ потенциальных показателей бурения при идентичных условиях применения разных типов долот предоставляет возможность выявить их истинные конкурентные преимущества. Как видно из расчета, увеличение осевой нагрузки в пределах допустимых ограничений позволяет существенно улучшить технико-экономические показатели углубления заданного интервала скважины для обоих типов долот - рейсовая скорость бурения возрастает, а стоимость метра проходки уменьшается. В то же время долото 244,5 PDC имеет лучшие показатели, чем долото 244,5 СГАУ, и поэтому именно оно может быть рекомендовано, как наиболее эффективное для бурения заданного интервала скважины.

Результаты выполненных расчетов сведем в таблицу 6.

Таблица 6

**Сравнение фактических и потенциальных режимов и показателей бурения**

**конкурирующими типами долот**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Фактические** | | **Потенциальные** | |
| Интервал бурения, м | 2100-2900 | | 2100-2900 | |
| Тип долота | 244,5 СГАУ | 244,5 PDC | 244,5 СГАУ | 244,5 PDC |
| Осевая нагрузка, кН | 150 | 90 | 250 | 132 |
| Частота вращения, | 60 | 60 | 150 | 150 |
| Проходка на долото, м | 266,6 | 800 | 200 | 800 |
| Мехскорость, | 4,96 | 5,33 | 18 | 18,5 |
| Рейсовая скорость, | 4 | 4,9 | 8,42 | 14,2 |
| Стоимость 1 м, | 5400 | 4292 | 3337 | 2514 |
| Эффективный тип долота | **244,5 PDC** | | **244,5 PDC** | |

Далее выполним расчеты по проектированию бурильной колонны и гидравлической программы промывки для эффективного долота 244,5 PDC.

**11. Проектирование бурильной колонны**

В отличие от роторного способа бурения, при работе ВЗД бурильная колонна не вращается, и поэтому она рассчитывается лишь на статическую прочность с дополнительным учетом в КНБК веса забойного двигателя.

**Расчет компоновки КНБК**

Выбираем диаметр первой ступени УБТ, расположенных над долотом, по формуле:

, (20)

где - диаметр нижней наддолотной части КНБК;

 - диаметр долота.

С учетом данных табл. 6.2 учебного пособия «Совершенствование технологического процесса углубления скважины» окончательно принимаем м.

По табл.6.2 согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб:

м.

Примем диаметр труб наддолотного комплекта равным диаметру остальных бурильных труб м.

Определим отношение диаметров бурильных труб и УБТ:

Поэтому предусматриваем установку второй ступени УБТ диаметром

Поскольку

и

то наружные диаметры УБТ выбраны правильно.

По табл. 6.3 указанного выше пособия находим тип УБТ: УБТС2-178 и УБТС2-146, изготовленные из стали «Л».

Примем коэффициент в формуле:

, (21)

где - общая длина УБТ, м;

- безразмерный эмпирический коэффициент.

.

По формуле:

, (22)

где - общая длина УБТ, м;

 - масса ГЗД, кг;

 - масса 1 метра УБТ первой ступени, ;

 - плотность материала УБТ, ; для стали – 7850 ;

n- число ступеней УБТ в компоновке;

 - угол отклонения УБТ от вертикали; в вертикальной скважине =0.

Определим длину двухступенчатой УБТ для создания вычисленной ранее необходимой для долота 244,5 PDC осевой нагрузки :

м.

Длина первой ступени УБТ:

тогда ;

Окончательно принимаем м, т.е. 4 свечей по 25 м; =50 м, т.е. 2 свечи по 25 м.

Тогда общая длина комплекта

УБТ: =100+50=150 м.

Общий вес УБТ в жидкости найдем по формуле:

; (23)

кН.

**Расчет колонны бурильных труб на статическую прочность**

Длину наддолотного комплекта принимаем равной 300 м. Учитывая, что выбранное нами безопорное долото PDC отличается повышенной энергоемкостью, с целью увеличения усталостной прочности бурильного интсрумента составим НК из труб со стабилизирующими поясками ТБВК-127х9, предел текучести Мпа (из табл. 6.1)

Вес НК в жидкости вычисляем по формуле:

; (24)

кН.

Величину возможного перепада давления в долоте оценим в 4 МПа (согласно рекомендациям, табл.7.2 указанного выше пособия).

Растягивающее напряжение в верхнем сечении НК определим по формуле:

, (25)

где k=1,1 – коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сил инерции, сил сопротивления движению раствора;

 - площадь поперечного сечения канала труб наддолотного комплекта, м²;

 - площадь поперечного сечения тела труб НК, м²;

Для определения мощности, затрачиваемой долотом PDC для разрушения породы, вычислим крутящий момент на долоте:

Механическая скорость на долоте:

Мощность , расходуемую на вращение бурильной колонны длинной L=450м, найдем по следующей формуле:

Крутящий момент у верхнего конца НК рассчитываем по формуле:

Касательные напряжения в трубах у верхнего конца НК найдем по формуле:

Коэффициент запаса прочности определим по формуле, считая, что используются трубы 1-го класса (ϑ=1):

(28) где - предел текучести материала труб, Па;

- коэффициент износа труб;

- напряжение растяжения по формуле (25), Па.

Полученное значение Кз выше допустимого значения Кдз=1,45.

Стрелу прогиба колонны в скважине при диаметре замка ЗУК-155 найдем по формуле:

Длина полуволны в плоскости раздела сжатой и растянутой частей колонны, принятой у верхнего конца УБТ, рассчитаем по формуле:

Амплитуда переменных напряжений изгибав резьбовом соединении труб найдем по формуле:

Постоянное среднее напряжение изгиба в каждом цикле определим по формуле:

Коэффициент запаса прочности в сечении НК над УБТ вычислим по формуле:

Что превышает допустимый коэффициент

Далее по таблице выбираем трубы для комплектования 1-й секции колонны: ТБВК-127х9Л.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле:

(33)

где - предельная растягивающая нагрузка для труб 1-ой секции, Н.

Допустимую длину 1-й секции бурильных труб вычислим по формуле:

(34)

где - допустимая растягивающая нагрузка для труб 1-ой секции, Н;

- площадь поперечного сечения канала труб 1-ой секции, м2.



Вес 1-ой секции труб в жидкости рассчитаем по формуле:

(35)

Проверим прочность верхней трубы секции бурильных труб при спуске в клиновом захвате:

Что выше допустимого значения 1,1

Результаты расчетов сводим в таблицу 7:

Таблица 7

**Результаты расчета бурильной колонны**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Номер секции** | | | |
|  | УБТ | УБТ | НК |  |
| Тип труб | УБТС2-178 | УБТС2-146 | ТБВК-127 | ТБВК-127 |
| Наружный диаметр труб, мм | 178 | 146 | 127 | 127 |
| Внутренний диаметр труб, мм | 80 | 68 | 109 | 109 |
| Группа прочности материала труб | Л | Л | Л | Л |
| Интервал расположения ступеней (секций), м | 2800-2900 | 2750-2800 | 2450-2750 | 0-2450 |
| Длина секции, м | 100 | 50 | 300 |  |
| Нарастающий вес колонны в жидкости, кН | 128 | 170 | 242 | 831 |

**12. Гидравлический расчет циркуляционной**

**системы**

Произведем вторую проверку подачи промывочной жидкости.

Определим критическую плотность бурового раствора, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый разрез, по формуле:

, (37)

где  - давление гидроразрыва (поглощения) пласта, Па;

 - потери давления при движении промывочной жидкости в затрубном (кольцевом) пространстве на пути от подошвы рассматриваемого пласта до устья скважины, Па;

 - глубина залегания подошвы рассматриваемого пласта от устья скважины, м;

 - плотность шлама, которую можно принимать равной 2600 ;

 - содержание жидкости в шламожидкостном потоке бурового раствора в кольцевом пространстве скважины.

Для этого необходимо предварительно вычислить параметры  и . Значение  рассчитаем по формуле (38) с помощью найденной выше механической скорости проходки наиболее эффективного типа долота 269,9 МВГНУ:

=18,5 = .

, (38)

,

Т.е. содержание шлама в потоке пренебрежимо мало.

Для определения величины  найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости , при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный по формуле (40) для течения в кольцевом канале:

, (39)

где  - пластическая (динамическая) вязкость промывочной жидкости, Па·с;

 - динамическое напряжение сдвига, Па;

 - гидравлический диаметр канала, м.

- за УБТС2-178

;

- за УБТС2-146

;

- за ТБВК

;

Определим действительные числа Рейнольдса при течении жидкости в кольцевом пространстве по формуле:

, (40)

- за УБТС2-178

;

- за УБТС2-146

- за ТБВК

.

Так как полученные значения Reкп<Reкр на всех участках затрубного пространства, то движение жидкости везде в кольцевом канале происходит при ламинарном режиме.

Вычислим значение чисел Сен-Венана по формуле:

; (41)

- за УБТС2-178

;

- за УБТС2-146

;

- за ТБВК

Находим значения коэффициента  по формулам:

; (42)

- за УБТС2-146

;

- за ТБВК

.

- за УБТС2-178

;

Рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства за бурильными трубами и УБТ до глубины слабого пласта:

; (43)

- на участке за УБТС2-178

МПа;

- на участке за УБТC2-146

МПа;

- на участке за ТБВК-127

МПа.

Местные потери от замков ЗУ-185 кольцевого пространства на участке ТБВ-140 до глубины слабого пласта рассчитаем по формуле:

, (44)

где - средняя длина трубы в данной секции бурильной колонны, м;

-средняя скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, м/с.





Согласно табл. 6.9 учебного пособия «Совершенствование технологического процесса углубления скважины» м. Примем =12 м.

МПа.

Суммируя полученные значения и , получим величину , необходимую для вычисления критической плотности  по условию (38):

= МПа.

Определим  по формуле (38):

.

Так как полученное значение больше принятого, то условие недопущения гидроразрыва пластов выполняется.

Далее вычислим потери давления внутри бурильной колонны. Для этого определяем критическое число Рейнольдса по формуле (39):

- в ВЗД и УБТС2-178

;

- в УБТС2-146

;

- в ТБВК-127

.

Действительные числа Рейнольдса определим по формуле:

; (45)

- УБТС2-178

;

- УБТС2-146

;

- ТБВК-127

;

В бурильной колонне везде действительные числа >, следовательно, на всех участках имеет место турбулентный режим течения промывочной жидкости и поэтому давления внутри колонны определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

. (46)

Предварительно вычисляем значения коэффициентов гидравлических сопротивлений по формуле:

; (47)

- УБТС2-178

;

- в УБТС2-146

;

- в ТБВК-127

.

Далее рассчитаем потери давления внутритрубного пространства по формуле(47):

- в УБТС2-178

МПа;

- в УБТС2-146

МПа;

- в ТБВК-127

МПа.

Тогда общие потери на трение по всей длине внутри труб БК составят:

МПа.

Местные потери от замков Зу-185 внутри колонны бурильных труб определяем по формуле:

, (48)

где - наименьший внутренний диаметр замкового соединения, м.

- в ТБВК-127

МПа;

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле:

, (49)

где - коэффициенты гидравлических сопротивлений различных элементов обвязки (стояк, буровой рукав, вертлюг, квадрат):

;

;

;

.

МПа.

Потери давления в кольцевом пространстве ТБВК L=2750м

Тогда общие потери давления на трение по всей длине КП составят:

= МПа.

Далее вычисляем сумму потерь давления во всей циркуляционной системе, за исключением перепада давлений в долоте по формуле:

, (50)

Рассчитаем резерв давлений  для определения допустимого перепада давлений в долоте по формуле(51) при b=0,8:

, (51)

где РН – предельное давление нагнетания на выходе бурового насоса, МПа;

= (0,75…0,80) – коэффициент, учитывающий необходимый запас давления при работе буровых насосов.

Δ МПа.

Такой запас давления вполне подходит для реализации в насадках долота 244,5 МВГНУ перепада давления =4 МПа.

По формулам (52) и (53) определим общую площадь промывочных отверстий насадок долота:

; (52)

, (53)

где - коэффициент расхода;

Ф – суммарная площадь отверстий гидромониторных насадок долота, м².

м².

Выберем количество промывочных насадок для долота 244,5 PDC в формуле (54), n=8.

Тогда диаметр одной насадки составит:

м = 7,8 мм. (54)

Таким образом, для создания перепада давления в долоте 244,5 PDC равного 4 МПа, необходимо установить 8 гидромониторных насадок диаметром 7,8 мм каждая.

В заключение определим фактическое максимальное давление нагнетания на выходе бурового насосов УНБТ-750:

МПа,

что меньше, чем предельное допустимое значение (26 МПа) для цилиндрических втулок выбранного диаметра (130 мм).

**Используемая литература**

1. Леонов Е.Г., Симонянц С.Л. Совершенствование технологического процесса углубления скважины. М., Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2014. 184 с.
2. Симонянц С.Л. Бурение скважин гидравлическими забойными двигателями. Учебное пособие. М., Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2018. 208 с.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. 2013. 288 с.