

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
"МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"**

Кафедра морского
нефтегазового дела

**ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ
ПРОГРАММА ПРОМЫВКИ
СКВАЖИНЫ**

*Методические указания к выполнению курсовой
работы по дисциплине «Гидроаэромеханика в
бурении на суше и на море» для обучающихся по
специальности 21.05.05 Физические процессы
горного или нефтегазового производства и по
направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело
Очной и заочной формы обучения*

Мурманск
2019

Составители – Кортаев Борис
Александрович, доцент кафедры морского
нефтегазового дела,
Кортаев Александр Борисович, старший
преподаватель кафедры морского
нефтегазового дела.

Методические указания рассмотрены и
одобрены кафедрой морского
нефтегазового дела 17 января 2019 г.,
протокол №5/18.

Рецензент – Васёха Михаил Викторович,
доктор технических наук, директор
Института арктических технологий МГТУ.

*Электронное издание подготовлено в
авторской редакции*

Мурманский государственный технический университет
183010, Мурманск, ул. Спортивная д. 13 тел. (8152) 25-40-72
Уч.-изд. л. 1,125. Заказ 176.

Мурманский государственный технический университет,
2019

©Б. А. Кортаев, 2019

Оглавление

Оглавление	2
Цели и задачи курсовой работы	4
Общие требования	5
Список условных обозначений	6
Введение.....	8
Структурные схемы циркуляционных систем и их различия	10
1. Актуальность проблемы морского глубоководного бурения.....	10
2. Структурная схема циркуляционной системы с подводным расположением блока превенторов	11
3. Структурная схема циркуляционной системы при бурении на суше..	12
4. Структурная схема циркуляционной системы при бурении с СПБУ..	14
Буровые растворы. Определения и общие сведения.	15
1. Введение понятия бурового раствора и его функций.	15
2. Ингибирующие буровые растворы и их классификация.	15
3. Известковые буровые растворы	17
4. Гипсоизвестковые буровые растворы.....	17
5. Хлоркалийевые буровые растворы	17
6. Гипсокалийевые буровые растворы.....	18
7. Хлоркальциевые буровые растворы	18
8. Малосиликатные буровые растворы.....	19
9. Алюмокалийевые буровые растворы.....	19
Методика гидравлической программы промывки скважины	20
1. Расчет градиентов давления и построение совмещенного графика градиентов давления.....	20
2. Расчет интервальных плотностей	22
3. Выбор типа и рецептурыготавливаемого бурового раствора	24
4. Расчет гидравлической программы промывки скважины [5].....	25
4.1 Транспортировка шлама по стволу.....	26
4.2 Отсутствие проявлений флюидов при подъеме БТ (эффект поршневания).....	27
4.3 Отсутствие поглощения БР при спуске БТ	27
4.4 Отсутствие поглощения при промывке.....	28
4.5 Требование к коллоидной устойчивости БР	28
4.6 Подача насосов для обеспечения гидромониторного эффекта.....	29

4.7	Требование к подаче по условиям очистки забоя.....	29
4.8	Устойчивость стенок скважины.....	29
4.9	Удержание частиц во взвешенном состоянии при остановках циркуляции	30
4.10	Предельная прочность статической структуры раствора по условиям пуска насосов	30
4.11	Заключение по расчету гидравлической программы промывки...	30
4.12	Построение области допустимых значений реологических свойств бурового раствора.....	31
	Пример расчета потерь давления в циркуляционной системе	33
1.	Данные для расчета.....	33
2.	Расчет плотности промывочной жидкости [5]	35
3.	Выбор турбобура	36
4.	Расчет потерь давления внутри бурильных труб	40
5.	Расчет потерь давления в наземной обвязке	41
6.	Перепад давления в долоте.....	42
	Исходные данные для проектирования.....	44
	Приложение 1. Образец титульного листа курсового проекта	46
	Приложение 2. Кривые зависимости	47
	Приложение 3. Паспортные данные буровых насосов	48
	Список литературы	49

Цели и задачи курсовой работы

Курсовая работа является завершающим этапом изучения дисциплины "Гидроаэромеханика в бурении на суше и на море".

Цель курсовой работы - углубить и закрепить знания студентов по расчетам и анализу, полученные ими в ходе теоретических и практических занятий, привить им навыки самостоятельного изучения расчетных методик, по составлению проектных решений по расчету и обоснованию программы промывки скважины.

Значение курсовой работы состоит в том, что в процессе ее выполнения студент не только закрепляет, но и углубляет полученный теоретический материал.

Курсовая работа позволяет студентам проявить инициативу и в выборе самого алгоритма расчета по иным методикам расчета по намеченной теме (помимо конспектов лекций и обязательных учебников, ГОСТ и СНИП), и в изучении тех разделов курса, которые в ходе занятий рассматривались лишь в общем виде. Она приобщает студентов к самостоятельной расчетной работе. Подготовка и защита курсовой работы по дисциплине "Гидроаэромеханика в бурении на суше и на море" формирует опыт и знания, необходимые обучающимся при выполнении выпускных квалификационных работ.

Общие требования

Оформление курсового проекта обучающихся по специальности 21.05.05 Физические процессы горного нефтегазового производства и направления 21.03.01 Нефтегазовое дело и осуществляется в соответствии с ГОСТ 2.105–79 “Общие требования к текстовым документам” и с ГОСТ 7.32–91

«Отчёт о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления».

Текстовые документы выполняются на писчей бумаге форматом А4, размером 210x297 мм. Следует соблюдать следующие размеры полей: левое – 35 мм, правое – 15, верхнее – 25 и нижнее – 20 мм.

Текстовые документы могут выполняться машинописным или рукописным способом. При этом цифры и буквы необходимо печатать (писать четко) на одной стороне листа с одинарным межстрочным интервалом. При выполнении работы на печатном устройстве компьютера выбирается шрифт «Times New Roman» размером №14. Межстрочный интервал – одинарный.

Вписывать в текстовые документы, изготовленные машинописным способом, отдельные слова, формулы, условные знаки (рукописным способом), а также выполнять иллюстрации следует черной пастой.

Опечатки, описки и графические неточности, обнаруженные в процессе выполнения работы, допускается исправлять подчисткой или закрашиванием корректирующей жидкостью и нанесением на том месте исправленного текста.

Работа должна иметь обложку (титульный лист – Приложение 1). Все подписи на титульном листе следует выполнять строчными буквами, размер шрифта – 5 мм. Название темы работы – прописными буквами, размер шрифта – 14 мм. Образцы выполнения обложки представлены в приложениях 1.

Список условных обозначений

- A_T – коэф гидравлических потерь в турбобуре
БК – бурильная колонна
БТ – бурильные трубы
ВЖ – вязкая жидкость
ВПЖ – вязко-пластичная жидкость
ГНВП – газонефтеводопроявления
ГТН – геолого-технологический наряд
ЕТП – единые технические правила
К – толщина глинистой корки, коэффициент в формуле Риттингера
КВ – кажущаяся вязкость
КНБК – компоновка низа бурильной колонны
конд – кондуктор
к – показатель консистенции
ЛД – линия дросселирования
Н – насос
НАПР – направление
ОК – обсадная колонна
ОТКР – открытый ствол
ППЖ – псевдо-пластическая жидкость
ПР – промежуточная обсадная колонна
р – допустимое давление насоса при подаче Q
 $p_{гс}$ – гидростатическое давление при плотности раствора 1.2 г/см³
РН – показатель ионов водородосодержания
с/п – спуск / подъем
СБУ – сухопутная буровая установка
СНС, G – статическое напряжение сдвига
ТБТ, НW – толстостенные бурильные трубы
УБТ – утяжеленные бурильные трубы
УВ – условная вязкость
УВ – условная вязкость
УЭС – удельное электрическое сопротивление
Ф – показатель фильтрации
 Φ_{min} – минимальная фильтрация при которой сохраняется устойчивость

стенок скважины

ШТ – линия дросселирования

ЕСD – эквивалентная плотность бурового раствора

f_0 – площадь сечения насадок промывочных отверстий долота

ft – фут

f_d – площадь забоя скважины(по долоту)

i – символ i-ой секции, внешний диаметр БК для КПЗ

in. – дюйм

j – символ внутреннего диаметра КЗП (открытый ствол скважины, ОК)

L – общее обозначение длины

n – показатель степени;

Q – подача насоса

Q_T – допустимая подача при работе турбобура в оптимальном режиме

Re – число Рейнольдса

RPM – число оборотов в минуту

Δp_i – перепад давления в i-ом элементе циркуляционной системы

$\Delta p_{пт}$ – перепад давления возникающий при подъеме бурильных труб, Па

ρ_{min} – минимальная плотность при которой сохраняется устойчивость стенок скважины

ρ_p – плотность горных пород

$\sigma_\phi - 0.6$ - параметр формы частицы

v – скорость истечения жидкости из промывочных отверстий долота, обеспечивающая гидромониторных эффект

$v_{пт}$ – средняя скорость подъема труб

η, PV – пластическая вязкость

λ, f – коэффициент гидравлических сопротивлений

μ_r – коэф расхода

τ, YP – напряжение сдвига

ω – скорость восходящего потока

Введение

Промывка скважины является важным технологическим процессом. Знание распределения давления по глубине скважины при циркуляции бурового раствора позволяет правильно судить о перепаде давлений между скважиной и пластами. Своевременное регулирование перепада давления дает возможность во многих случаях избежать осложнений.

Необходимость в расчете гидравлических потерь давления может возникнуть при наступлении в процессе бурения следующих ситуаций:

- осыпь, обвал стенок скважины;
- поглощение бурового раствора;
- ликвидация ГНВП;
- отсутствие поступления шлама на вибросита;
- СПО бурильной колонны;
- определение возможности использования забойного двигателя;
- оптимизация режима промывки.

Согласно [2], [3] гидравлические расчеты возобновляются при изменении:

- через 100 - 150 м проходки;
- КНБК;
- плотности бурового раствора;
- реологических свойств бурового раствора.

Существует много как отечественных, так и зарубежных методик, позволяющих рассчитать потери давления. В связи с этим проведем сопоставительные расчеты различных методик. Все они основаны на применении ротационных вискозиметров типа ВСН-3 или FANN и известной реологической модели бурового раствора. В современных зарубежных станциях ГТИ, таких фирм как Geoservices, Halliburton, оператору предоставляется возможность выбора той или иной гидравлической модели и по результатам расчета совершить анализ всех секционных потерь по скважине. На основании гидравлических данных и данных расходомера можно в процессе бурения производить литологическое расчленение разреза, своевременно прогнозировать возможность прихвата бурового инструмента и своевременно распознать ГНВП.

Актуальным является первичное и вторичное вскрытие продуктивного коллектора, это также учитывается в программе выбора жидкости вскрытия.

Структурные схемы циркуляционных систем и их различия

1. Актуальность проблемы морского глубоководного бурения.

Актуальность проблемы морского глубоководного бурения заключается в том, что буровые растворы, создают избыточную гидростатику на забой скважины, на величину глубины моря. Рассмотрим глубины моря: 300 м и 2000 м. (глубоководная часть Мексиканского залива). Пусть плотность бурового раствора составляет 1.1 г/см^3 и вертикальная глубина скважины от дна моря - 600 м. Тогда гидростатическое давление создаваемое столбом бурового раствора на забой скважины:

$$P = 0.0981 \cdot MW \cdot TVD, \quad (1)$$

$P = 0.0981 \cdot 1.1 \cdot 900 = 97.1$ бар в первом случае и 280.6 бар - во втором. Из этих давлений на участок моря глубиной в 300 м приходится 32.4 бар и на участок в 2000 м – 215.8 бар или в МПа:

300 м – 3.24 МПа;

2000 м – 21.6 МПа.

Тогда как от морской воды, при ее плотности 1.03 г/см^3 верхние слои донных отложений находятся под давлением:

300 м – 3.03 МПа;

2000 м – 20.2 МПа.

Если, например, окажется что поровое давление на этой глубине скважины (600 м), на основании результатов скважинных исследований, окажется равным 91 бар, то можно определить $\rho_{\text{рег}}$, г/см^3 :

$$\rho_{\text{рег}} = P / (0.0981 \cdot TVD) = 1.0306 \text{ г/см}^3, \quad (2)$$

То в таком случае это значение принимается за региональный градиент гидростатического давления. Региональный градиент гидростатического давления обычно варьирует и в таблице 1 приведены его значения по некоторым регионам.

Таблица 1

Регион	Региональная плотность, г/см^3
Нигерия	1
Мексиканский залив (северное побережье)	1.07
Баренцево море	1.03
Усредненное значение*	1.05

* Если нет данных [6]

На рис. 1 приведены две технологии бурения, традиционное бурение и бурение при технологии Subsea MudLift. При традиционном бурении в райзере находится буровой раствор, а при другой технологии – морская вода. В первом случае на забой действует гидростатическое давление создаваемое буровым раствором с учетом акватории, то во втором случае гидростатическое давление на забой скважины создается без учета акватории. Буровой раствор находится ниже дна моря и технология Subsea MudLift позволяет сокращать число обсадных колонн при строительстве скважин.

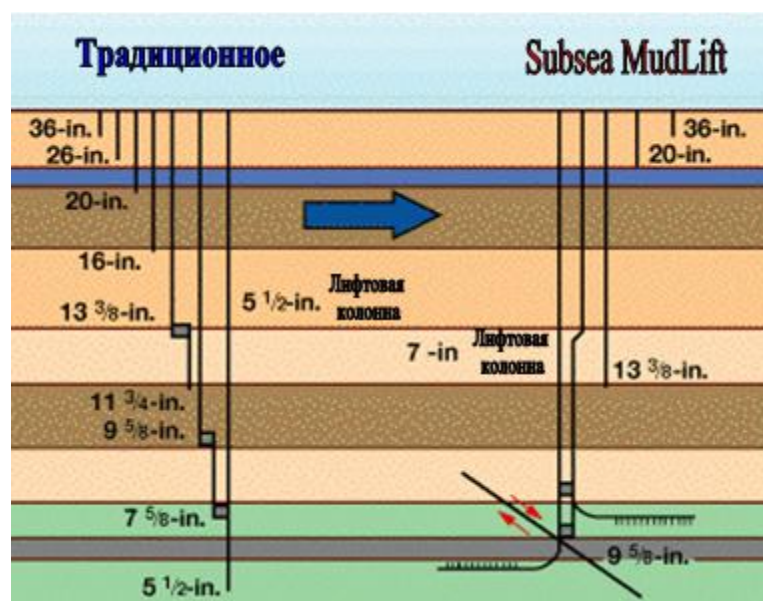


Рис.1. Сравнение числа ОК необходимых для достижения проектной глубины при разных технологиях промывки скважины [7].

2. Структурная схема циркуляционной системы с подводным расположением блока преенторов

На рис. 2 представлена структурная схема циркуляционной системы с подводным расположением блока преенторов, которая применяется при традиционном морском бурении.

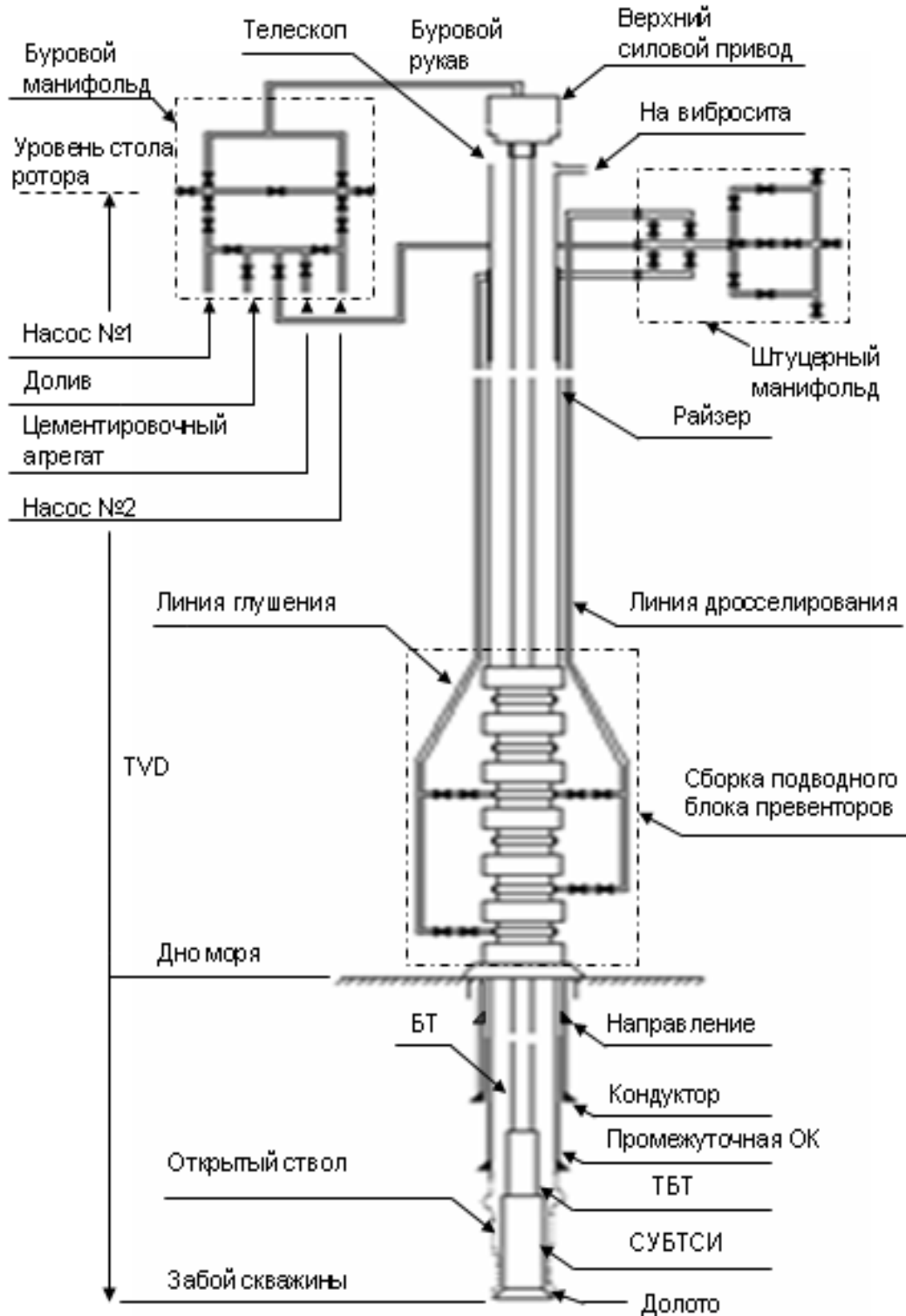


Рис.2. Структурная схема циркуляционной системы, применяемая при морском бурении с бурового судна или ППБУ.

3. Структурная схема циркуляционной системы при бурении на суше.

Для сравнения приведем структурную схему циркуляционной системы, применяемую при бурении на суше (рис. 3).

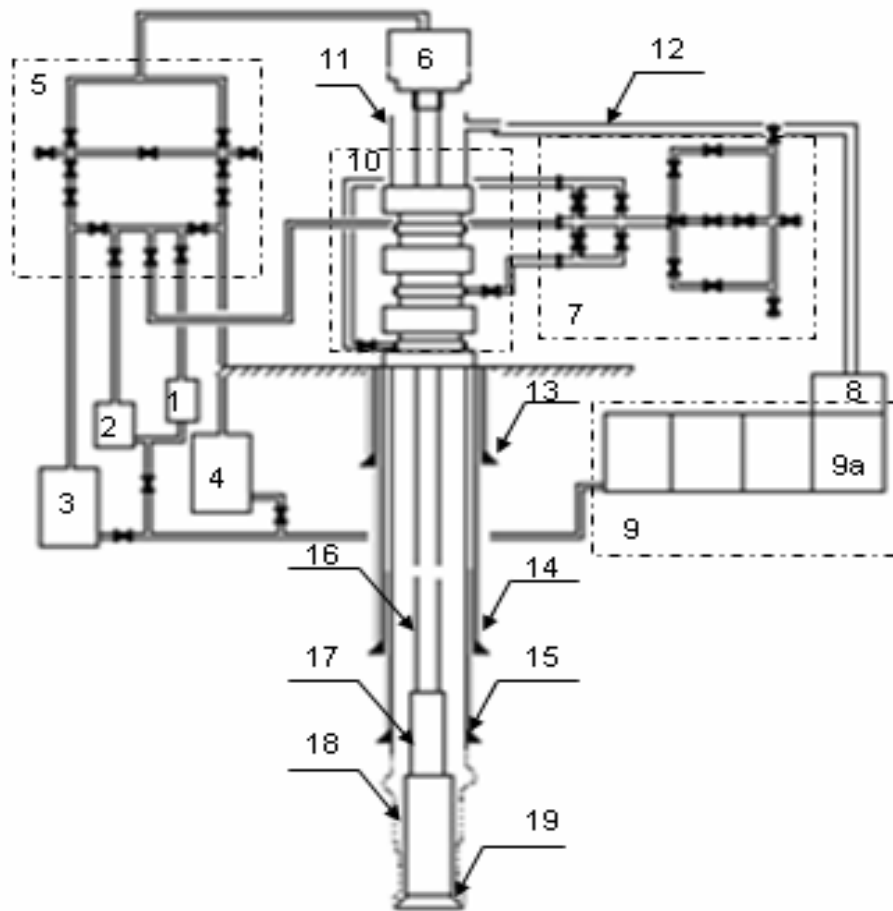


Рис. 3. Структурная схема циркуляционной системы, применяемая при бурении на суше.

1 - Цементировочный агрегат; 2 - насос для долива; 3,4 - буровой насос; 5 - буровой манифольд; 6 - верхний силовой привод; 7 – штуцерный манифольд; 8 – вибросита; 9 - емкости для бурового раствора; 9а - приемная емкость; 10 - превенторная сборка; 11 - выкидной патрубков; 12 - желобная система; 13 – направление; 14 – кондуктор; 15 – промежуточная ОК; 16 – БТ; 17- ТБТ; 18 – СУБТСИ; 19 – долото.

Как видно из рисунков, различие в циркуляционных системах заключается в наличии линии дросселирования, линии глушения и райзера (морской стояк, водоотделяющая колонна). Приведем структурную схему циркуляционной системы при бурении с СПБУ (рис.4).

4. Структурная схема циркуляционной системы при бурении с СПБУ.

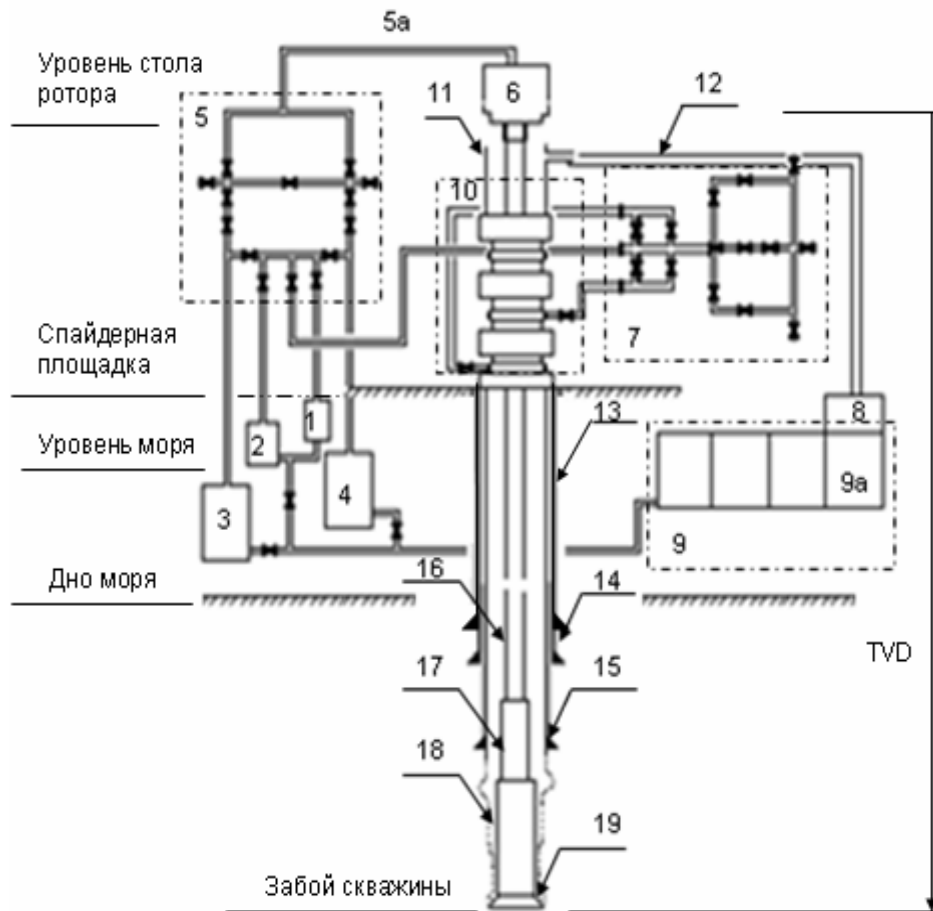


Рис. 4. Структурная схема циркуляционной системы, применяемая при бурении с СПБУ.

1 - Цементировочный агрегат; 2 - насос для долива; 3,4 - буровой насос; 5 - буровой манифольд; 5а – буровой рукав; 6 - верхний силовой привод; 7 - штуцерный манифольд; 8 – вибросита; 9 - емкости для бурового раствора; 9а - приемная емкость; 10 - превенторная сборка; 11 - выкидной патрубков; 12 - желобная система; 13 – направление (водоотделяющая ОК); 14 – кондуктор; 15 – промежуточная ОК; 16 – БТ; 17- ТБТ; 18 – УБТ; 19 – участок открытого ствола скважины; 20 – долото; TVD – вертикальная глубина скважины.

В процессе бурения все данные по конструкции скважины, по компоновке бурильной колонны, а также и все данные по реологии бурового раствора известны. Известна также текущая глубина скважины.

Буровые растворы. Определения и общие сведения.

1. Введение понятия бурового раствора и его функций.

Буровой раствор — сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Использование буровых растворов для бурения скважин предложено впервые в 1833 году французским инженером Фловилем, который, наблюдая операцию канатного бурения, при которой аппарат бурения наткнулся на воду, заметил, что фонтанирующая вода очень эффективно удаляет буровой шлам из скважины. Он изобрел аппарат, в котором предполагалось закачивать воду под буровую штангу, откуда буровой шлам вымывался водой на поверхность между буровой штангой и стволом скважины. Принцип остался неизменным до сих пор.

Назначение и функции бурового раствора[1]:

- Удаление выбуренной породы из скважины
- Контроль пластового давления
- Удержание выбуренных частиц во взвешенном состоянии
- Кольматирующая способность
- Поддержание устойчивости ствола
- Минимизация повреждения коллекторских свойств продуктивного пласта
- Охлаждение, смазка и поддержание долота и буровой компоновки
- Передача гидравлической энергии на инструмент и долото
- Обеспечение правильной оценки параметров продуктивного пласта
- Коррозионный контроль
- Повышение эффективности процесса цементирования и заканчивания
- Снижение воздействия на окружающую среду

2. Ингибирующие буровые растворы и их классификация.

Основной проблемой при бурении скважин на шельфе арктических морей является обеспечение устойчивости стенок скважин в терригенных отложениях.

Отрицательные последствия диспергирования глинистого шлама проявляются в сальникообразовании, перерасходе химреагентов, увеличении объемов технологических отходов бурения и росте затрат на их утилизацию. В морском бурении, где затраты на аренду бурового комплекса и флота обеспечения превышают половину всей стоимости скважин, такие проблемы нельзя признать обоснованными.

Кроме того, при разбурировании мощных отложений (известняк, гипс) из-за вырождения глинистой составляющей твердой фазы бурового раствора возникают проблемы качественной очистки ствола скважины от выбуренной породы и утяжеления бурового раствора.

Эти проблемы решаются путем применения ингибирующих буровых растворов.

Ингибирующие буровые растворы предназначены для бурения скважин в глинистых и глинодержащих породах, теряющих устойчивость, и способных к диспергированию при взаимодействии с дисперсионной средой обычных буровых растворов на водной основе.

Основные разновидности ингибированных буровых растворов [1]:

- известковые;
- гипсоизвестковые;
- хлоркалиевые;
- гипсокалиевые;
- хлоркальциевые;
- малосиликатные;
- алюмокалиевые.

Во всех ингибированных растворах должен быть компонент – реагент-ингибитор, замедляющий гидратацию, набухание и диспергирование глин.

Общими компонентами для всех перечисленных выше видов ингибированных буровых растворов являются следующие:

- вода;
- бентонит;
- смазывающие добавки;
- пеногасители (помимо малосиликатного).

3. Известковые буровые растворы

Известковые буровые растворы предназначены для бурения в неустойчивых глинистых отложениях, которые склонны к осыпям, обвалам и набуханию.

Содержание $\{Ca^{2+}\}$ в фильтрате 300-500 мг/л. Ввод $\{Ca(OH)\}$ в пропорции 22-25 кг/м³ в виде пушонки или известкового молока.

Эти растворы имеют двойной механизм ингибирования:

- перевод Na глин в кальциевые;
- модифицирование поверхности глин (образование гидрокальциевых алюминатов и силикатов).

Недостатки известковых буровых растворов:

- ограниченная солестойкость (до 5% по $\{NaCl\}$);
- малая термостойкость: от 100°C (при высоких значениях pH) до 160°C (при низких значениях pH);
- несовместимость с $\{Na_2CO_3\}$, $\{Na_2PO_4\}$, $\{CaCO_3\}$.

4. Гипсоизвестковые буровые растворы

Гипсоизвестковые буровые растворы предназначены для бурения в разрезах, содержащих набухающие, гидратирующие глины и аргиллиты; вскрытия заглинизированных продуктивных пластов при забойных температурах до 160-180°C (коэффициент восстановления проницаемости до 0,9).

Содержание $\{Ca^{2+}\}$ в фильтрате 700-3000 мг/л. Ввод $\{CaSO_4 \cdot 2H_2O\}$ до 20-25 кг/м³.

Преимущества гипсоизвестковых буровых растворов перед известковыми:

- более высокая солеустойчивость;
- более высокий ингибирующий эффект.

5. Хлоркалиевые буровые растворы

Хлоркалиевые буровые растворы предназначены для бурения в неустойчивых глинистых сланцах различного состава; вскрытия заглинизированных гранулярных продуктивных пластов (коэффициент восстановления проницаемости до 0,95).

Содержание реагентов-носителей $\{K^+\}$ $\{KCl\}=30-50$ кг/м³; $\{KOH\}=5-10$ кг/м³.

Механизм ингибирования хлоркалийевых буровых раствора заключается в следующем: катионы $\{K^+\}$ проникают в межпакетное пространство монтмориллонита и предотвращают его гидратацию и набухание. Оптимальные значения pH = 9...10. Термостойкость от 100 до 200°C.

Преимущество хлоркалийевых буровых растворов перед кальциевыми (носителями $\{Ca^{2+}\}$) в том, что они проще стабилизируются (нет разжижителей).

Недостаток хлоркалийевых буровых растворов в сложности проведения ГИС. Это связано с тем, что УЭС менее 0,2 Ом·м.

6. Гипсокалиевые буровые растворы

Гипсокалиевые буровые растворы предназначены для разбуривания слабоустойчивых высококоллоидальных глин и глинистых пород преимущественно натриевого типа; вскрытия заглинизированных продуктивных пластов (коэффициент восстановления проницаемости 0,95...0,98).

Содержание ингибирующих добавок: $\{KCl\}=10-30$ кг/м³; $\{CaSO_4 \cdot 2H_2O\}=10-15$ кг/м³; $\{KOH\}=5-10$ кг/м³. Термостойкость до 160°C.

Преимущество гипсокалиевых буровых растворов перед хлоркалийевыми в более высоком ингибирующем действии.

Недостатки такие же, как и у хлоркалийевых – трудности с интерпретацией результатов ГИС.

7. Хлоркальциевые буровые растворы

Хлоркальциевые буровые растворы предназначены для бурения в высокопластичных глинах, набухающих глинистых сланцах и неустойчивых аргиллитоподобных отложениях (в Са глинах ингибирующий эффект минимален). Изменение проницаемости пород приствольной зоны – незначительное.

Содержание реагентов – поставщиков ионов $\{Ca^{2+}\}$: $\{CaCl_2\}$ (кристаллогидрат)=10-20 кг/м³; $\{Ca(OH)_2\}=3-5$ кг/м³.

Недостатки хлоркальциевых буровых растворов:

- низкая термостойкость (100-120 °С);
- несовместимость с $\{Na_2CO_3\}$, $\{Na_2O \times nSiO_2\}$, УЩР, акриловыми полимерами, сульфололом и другими реагентами.

8. Малосиликатные буровые растворы

Малосиликатные буровые растворы предназначены для повышения устойчивости стенок скважин при бурении в осыпающихся аргиллитах и глинистых сланцах.

Содержание жидкого стекла (натриевого или калиевого)=20-40 кг/м³.

Механизм ингибирующего действия заключается в адсорбции на глинистых породах с образованием гидрогеля кремниевой кислоты, цементирующего стенки скважины. Оптимальные значения рН от 8,5 до 9,5. Термостойкость до 200°С .

Недостатки малосиликатных буровых растворов:

- несовместимость с нефтью;
- низкий коэффициент восстановления проницаемости продуктивных пластов (не более 0,64).

9. Алюмокалиевые буровые растворы

Алюмокалиевые буровые растворы предназначены для разбуривания аргиллитов, малоувлажненных и увлажненных высококоллоидальных глин.

Содержание реагентов – поставщиков $\{K^+\}$: $\{KAl(SO)_4\}=3-5$ кг/м³; $\{KOH\}=1-3$ кг/м³.

Эти растворы имеют двойной механизм ингибирования:

- катионы $\{K^+\}$ проникают в межпакетное пространство монтмориллонита и предотвращают его гидратацию и набухание;
- образование в растворе гидроокиси алюминия, которая адсорбируясь на стенках скважин и шламе, препятствует диспергированию глинистых пород.

Оптимальные значения рН – 8...9.

Методика гидравлической программы промывки скважины

Для того чтобы говорить о возможности применения любого вида бурового раствора, необходимо провести расчет гидравлической программы промывки скважины. Для проведения данного расчета необходимо знать исходные данные, которые необходимо предварительно рассчитать [5]:

- Расчет градиентов давления и построение совмещенного графика градиентов давления

- Расчет интервальных плотностей

- Выбор типа и рецептуры приготавливаемого бурового раствора

- Выбор желаемых реологических характеристик бурового раствора

- Выбор типа бурового раствора под интервал бурения

1. Расчет градиентов давления и построение совмещенного графика градиентов давления

Исходные данные для этого расчета берутся с геологоразведочных работ ближайшей пробуренной скважины. Данные по пластовому давлению и давлению гидроразрыва приведены в таблице 2.

Таблица 2

Исходные данные:

Интервал от, м	Интервал до, м	Глубина ОК $L_{ид}$, м	Пластовое давление $p_{пл}$, МПа	Давление гидроразрыва $p_{гр}$, МПа
100	150	150	1.8	2.4
150	450	450	5	6.6
450	800	800	8.34	14.58
800	1600	1600	16.38	19.24
1600	1850	1850	19.47	27.03
1850	2300	2300	25.12	43.06
2300	2400	2400	25.12	43.06
2400	2450	2450	26.07	43.69

Используя формулы[5]:

$$(\text{ГД})_{пл} = \frac{p_{пл}}{0.01 * L_{ид}}, \quad (3)$$

$$(\text{ГД})_{гр} = \frac{p_{гр}}{0.01 * L_{ид}}, \quad (4)$$

Рассчитаем значения градиентов пластового давления и гидроразрыва для каждого интервала по формулам (3) и (4) и построим совмещенный график градиентов давлений.

- Интервал 100-150 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл1}} = 1.2$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр1}} = 1.6$$

- Интервал 150-450 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл2}} = 1.11$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр2}} = 1.47$$

- Интервал 450-800 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл3}} = 1.04$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр3}} = 1.82$$

- Интервал 800-1600 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл4}} = 1.02$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр4}} = 1.2$$

- Интервал 1600-1850 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл5}} = 1.05$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр5}} = 1.46$$

- Интервал 1850-2300 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл6}} = 1.09$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр6}} = 1.87$$

- Интервал 2300-2400 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл7}} = 1.05$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр7}} = 1.79$$

- Интервал 2400-2450 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл8}} = 1.06$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр8}} = 1.78$$

Построение совмещенного графика градиентов давления (рис.5)

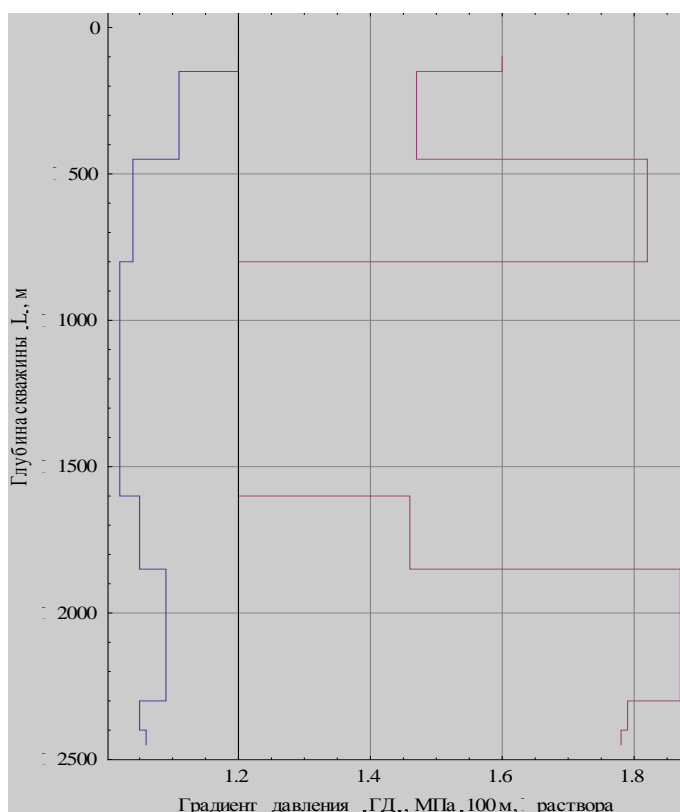


Рис. 5. Совмещенный график градиентов давления

2. Расчет интервальных плотностей

Расчет интервальных плотностей проводим, опираясь на данные полученные в предыдущем пункте, а именно опираясь на совмещенный график градиентов давлений и исходных геологических данных, приведенных в таблице 2.

Используя рисунок 5, разделим скважину условно на 4 интервала и проведем расчет плотностей ($\rho_{пж}$) для каждого из них.

Расчет плотностей производим по формуле согласно ЕТП [5]:

$$\frac{k_p p_{пл}}{g L_{ид}} \leq \rho_{пж} \leq \frac{p_{пл} + (\Delta p)_p}{g L_{ид}}, \quad (5)$$

где k_p – коэффициент резерва, зависящий от глубины залегания кровли пласта.

$(\Delta p)_p$ – допустимое превышение гидростатического давления промывочной жидкости над пластовым

Расчет по интервалам производим по формуле (5):

Интервал 100-150м:

При забурировании используем морскую воду плотностью 1030 кг/м³

Интервал 150-450м:

$$\frac{1.1 \cdot 5}{9.81 \cdot 450} \cdot 10^6 \leq \rho_{\text{пж2}} \leq \frac{1.5 + 5}{9.81 \cdot 450} \cdot 10^6$$

$$1245.89 \leq \rho_{\text{пж2}} \leq 1472.42$$

Принимаем $\rho_{\text{пж2}} = 1250 \text{ кг/м}^3$

Интервал 450-1600м:

$$\frac{1.05 \cdot 16.38}{g \cdot 1600} \cdot 10^6 \leq \rho_{\text{пж3}} \leq \frac{16.38 + 2.5}{g \cdot 1600} \cdot 10^6$$

$$1095.75 \leq \rho_{\text{пж3}} \leq 1202.85$$

Принимаем $\rho_{\text{пж3}} = 1100 \text{ кг/м}^3$

Интервал 1600-2450м:

$$\frac{k_{\text{р3}} \cdot 26.07}{g \cdot 2450} \cdot 10^6 \leq \rho_{\text{пж4}} \leq \frac{26.07 + (\Delta p)_{\text{р3}}}{g \cdot 2450} \cdot 10^6$$

$$1128.07 \leq \rho_{\text{пж4}} \leq 1230.31$$

Принимаем $\rho_{\text{пж4}} = 1200 \text{ кг/м}^3$

Строим совмещенный график градиентов (рис.6)

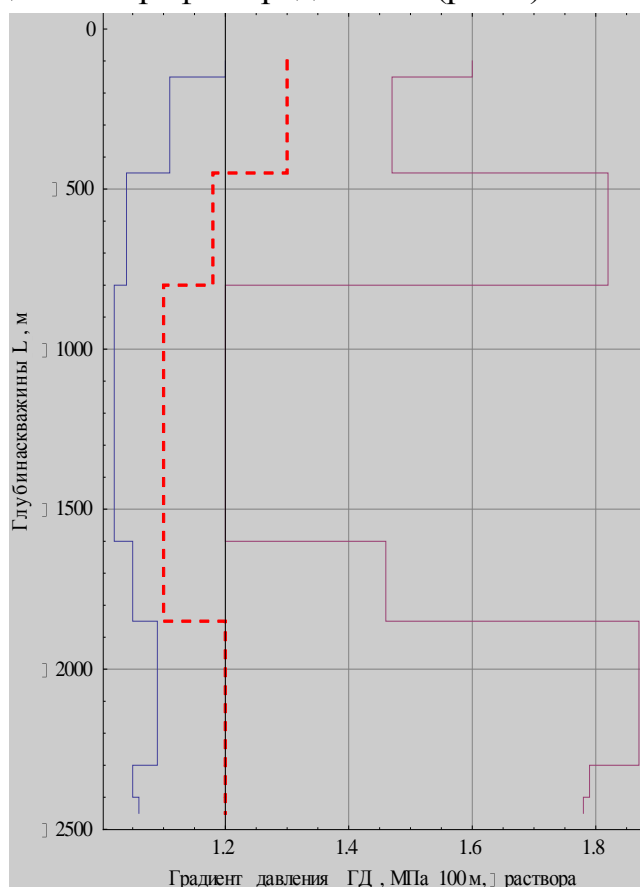


Рис. 6. Совмещенный график градиентов давления и плотности

Если хотим сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта, то может быть обоснованным при принятии решения снижение плотности

бурового раствора в меньшую, от расчетной величины, сторону в четвертом интервале.

3. Выбор типа и рецептуры приготавливаемого бурового раствора

В пункте 2 ингибирующие буровые растворы и их классификация, мы провели анализ основных типов ингибирующих растворов и область их применения.

Из всего списка, для проведения комплексного исследования, выберем *ингибирующий хлоркалийевый буровой раствор*, поскольку он обладает оптимальными свойствами, легок в приготовлении и обладает доступностью компонентного состава и подходит для нашего геологического интервала бурения под эксплуатационную колонну (таблица 3).

Таблица 3

Компонентный состав ингибирующего хлоркалийевого бурового раствора

Наименование	Концентрация кг/м ³
Бентонит	10-40
РасR	2-3
РасLV	2-8
КСI	30-50
КОН	1-3
ФХЛС	5-15
Барит	*

*Концентрация барита рассчитывается по формуле:

$$m = 4,2 \cdot \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{(4,2 - \rho_2)} \cdot V_p \quad (6)$$

V_p – объем раствора для утяжеления,

ρ_1 – плотность исходного раствора (г/см³),

ρ_2 – требуемая плотность раствора (1,2 г/см³),

4.2 – плотность барита г/см³.

Бентонит - природный глинистый минерал, имеющий свойство разбухать при гидратации (в 14-16 раз). При ограничении пространства для свободного разбухания в присутствии воды образуется плотный гель, который препятствует дальнейшему проникновению влаги. Это свойство, а также нетоксичность и химическая стойкость делает его незаменимым в производстве.

РАС-R - представляет собой полианионную целлюлозу с высокой молекулярной массой, применяется для контроля водоотдачи и дополнительного повышения вязкости буровых растворов на водной основе.

РАС-LV-высокодисперсионный полианионный целлюлозный полимер применяется для горизонтально-направленного бурения в мелком песке, обеспечивающий легкое смешивание и повышенный контроль за фильтрацией большинства бурительных жидкостей на водной основе.

КС1 – хлорид калия. Химическое соединение. Ингибирующий элемент в буровых растворах.

КОН – гидроксид калия. Бесцветные, очень гигроскопичные кристаллы. В системе буровых растворов является пеногасителем.

ФХЛС – Феррохромлигносульфонат предназначен для регулирования реологических характеристик технологических жидкостей с повышенным содержанием твердой фазы, используемых для бурения и ремонта скважин, используется как термостойкий понизитель фильтрации.

Барит - тяжёлый шпат — минерал бария из класса сульфатов. Используется для повышения плотности буровых растворов.

4. Расчет гидравлической программы промывки скважины [5]

Гидравлическая программа промывки включает следующие пункты:

- 1.Транспортировка шлама по стволу
- 2.Отсутствие проявлений флюидов при подъеме БТ
- 3.Отсутствие поглощения БР при спуске БТ
- 4.Отсутствие поглощения при промывке
- 5.Требование к коллоидной устойчивости БР
- 6.Подача насосов для обеспечения гидромониторного эффекта
- 7.Требование к подаче по условиям очистки забоя
- 8.Устойчивость стенок скважины
- 9.Удержание частиц во взвешенном состоянии при остановках циркуляции
10. Предельная прочность статической структуры раствора по условиям пуска насосов

По окончанию расчета гидравлической программы промывки скважины, должна выполняться полностью вся система ограничений, и

если все условия выполняются, делаем вывод, что данный буровой раствор удовлетворяет всем требованиям и возможен к применению.

Проведем расчет каждого пункта гидравлической программы промывки.

4.1 Транспортировка шлама по стволу

Исходные данные для примерного расчета:

$\omega=1.69$ - средняя скорость восходящего потока, (м/с)

$\rho_{II}=2.4$ - плотность горных пород, (г/см³)

$d_0=0.01$ - средний диаметр частиц шлама, (м)

$D_{скв} = 0.215$ – диаметр скважины, (м)

$d_H = 0.127$ - диаметр бурильных труб, (м)

$\rho = 1.2$ – плотность раствора, (г/см³)

$\tau_0 = 1$ – динамическое напряжение сдвига, (дПа)

$\eta = 0.013$ – вязкость, (Па)

$L = 2450$ – глубина, (м)

Расчет:

$v_{мех} = 8/3600$ механическая скорость [м/ч]

$(\rho_{кп} - \rho) = 0,05$ приращение плотности бурового раствора в кольцевом пространстве

Рассчитаем скорость образования шлама на единицу площади забоя [м/с]:

$$v_3 = \frac{v_{мех} \cdot D_{ок}^2 \cdot (\rho_n - \rho)}{(D_{скв}^2 - d_H^2) \cdot (\rho_{кп} - \rho)} = 0.056 \quad (7)$$

Рассчитаем скорость осаждения частиц шлама в кольцевом пространстве [м/с]:

$$u = \frac{0.6912 \cdot (\rho_n - \rho) \cdot d_0^2 \cdot \omega}{0.535 \cdot (D_{скв} - d_H) \cdot \tau_0 + 3.33 \cdot \eta \cdot \omega} = 0.0008 \quad (8)$$

Вывод:

Транспортировка шлама по стволу скважины будет обеспечена, если между скоростью восходящего потока ω , скоростью образования шлама на единицу площади забоя v_3 , необходимой для поддержания заданной концентрации шлама в кольцевом пространстве, и скоростью осаждения частиц шлама в буровом растворе u будет выполняться неравенство:

$$v_3 \leq \omega - u \quad (9)$$

$$0.056 \leq 1.69 \quad (10)$$

4.2 Отсутствие проявлений флюидов при подъеме БТ (эффект поршневания)

Исходные данные:

$$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3,$$

$$p_{\text{Гс}} = \rho g L = 28 \cdot 10^6 \text{ гидростатическое давление [Па]},$$

$$p_{\text{Пл}} = 26.07 \cdot 10^6 \text{ пластовое давлени [Па]},$$

$\Delta p_{\text{ПТ}} = 0.1 \cdot 10^6$ перепад давления возникающий при подъеме бурильных труб (эффект поршневания)[Па],

$$v_{\text{ПТ}} = 0.1 \text{ средняя скорость подъема труб [Па]}.$$

Расчет:

Основное требование:

$$p_{\text{Гс}} - \Delta p_{\text{ПТ}} \geq p_{\text{Пл}} \quad (11)$$

$$28.7 \times 10^6 \geq 26.07 \times 10^6 \quad (12)$$

Это выражение можно представить в виде:

$$\rho \cdot g \cdot L - \frac{16 \cdot v_{\text{ПТ}} \cdot L \eta}{(D_{\text{СКВ}}^2 - d_H^2) \cdot \text{Log} \left[\frac{D_{\text{СКВ}}}{d_H} \right]} - \frac{4 \cdot L \cdot \tau_0}{(D_{\text{СКВ}} - d_H)} \geq p_{\text{Пл}} \quad (13)$$

$$28.7 \times 10^6 \geq 26.07 \times 10^6 \quad (14)$$

4.3 Отсутствие поглощения БР при спуске БТ

Исходные данные для расчета:

$$p_{\text{Гр}} = 43.69 \cdot 10^6 \text{ давление гидроразрыва [Па]},$$

$$v_{\text{Ст}} = 0.5 \text{ максимальная скорость при спуске бурильных труб [м/с]},$$

$$\eta_{\text{эф}} = 0.015 \text{ эффективная вязкость [Па]}.$$

Расчет:

Гидродинамическая составляющая давления при спуске бурильных труб [Па]:

$$\Delta p_{\text{Ст}} = \frac{33 \cdot v_{\text{Ст}} \cdot \eta_{\text{эф}}}{(D_{\text{СКВ}} - d_H)^2} = 31.96 \quad (15)$$

Основное неравенство, которое необходимо соблюдать по ЕТП:

$$p_{\text{Гс}} + \Delta p_{\text{Ст}} \leq p_{\text{Гр}} \quad (16)$$

$$28.84 \cdot 10^6 \leq 43.69 \cdot 10^6 \quad (17)$$

4.4 Отсутствие поглощения при промывке

Исходные данные для расчета:

$$Q = 60 \cdot 10^{-3} \text{ подача насоса, (м}^3\text{/с)}$$

Расчет:

Гидродинамическая составляющая давления в процессе промывки [Па]

$$\Delta p = \frac{51 \cdot L}{(D_{\text{СКВ}} - d_H)^2 \cdot (D_{\text{СКВ}}^2 - d_H^2)} \cdot Q \cdot \eta + \frac{6.66 \cdot L}{D_{\text{СКВ}} - d_H} \cdot \tau_0 = 828765 \quad (18)$$

Основное требование для недопущения гидроразрыва:

$$p_{\text{гс}} + \Delta p \leq p_{\text{гр}} \quad (19)$$

$$29.67 \cdot 10^6 \leq 43.69 \cdot 10^6 \quad (20)$$

4.5 Требование к коллоидной устойчивости БР

Исходные данные:

$\eta_{\text{min}} = 0.004 \text{ мПА} \cdot \text{с}$ – минимальная вязкость для коллоидной устойчивости

Расчет:

Это требование может быть представлено в виде ограничения на коэффициент коагуляционного структурообразования:

$$K_c = \frac{\tau_0}{\eta - \eta_{\text{min}}} \leq 4500 \quad (21)$$

Такое ограничение на коэффициент коагуляционного структурообразования допускает возможность использования в качестве буровых растворов и суспензий из худших выпускаемых глинопорошков.

Для качественных буровых растворов, это ограничение может быть ужесточено и представлено, в виде:

$$\frac{\tau_0}{\eta} \leq 1500 \quad (22)$$

$$50 \leq 1500 \quad (23)$$

Как мы видим из этого неравенства, наш анализируемый буровой раствор имеет большой запас по коллоидной устойчивости, что позволяет применять более дешевые глинопорошки.

4.6 Подача насосов для обеспечения гидромониторного эффекта

Исходные данные:

$f_0 = 0.0012 \text{ м}^2$ – площадь сечения насадок долота,

$\mu_p = 0.9$ коэффициент расхода насадок долота,

$v = 30$ скорость истечения жидкости из промывочных отверстий долота, обеспечивающая гидромониторный эффект [м/с].

Расчет:

Основное требование можно представить в виде:

$$Q \geq \frac{1}{\mu_p} \cdot f_0 \cdot v \quad (24)$$

$$0.06 \geq 0.024$$

4.7 Требование к подаче по условиям очистки забоя

Исходные данные:

Площадь забоя скважины (по долоту) м^2 :

$$f_\delta = \pi \cdot 0.215^2 / 4 = 0.036 \quad (25)$$

Удельная подача на единицу площади забоя:

$$q = Q / f_\delta = 1.65 \quad (26)$$

Расчет:

Основное неравенство для расхода:

$$Q \geq f_\delta \cdot q \quad (27)$$

$$0.06 \geq 0.06 \quad (28)$$

4.8 Устойчивость стенок скважины

Исходные данные:

$\rho_{\min} = 0.85$ минимальная плотность, при которой сохраняется устойчивость стенок скважины [$\text{г}/\text{см}^3$],

$\Phi_{\min} = 15$ минимальная фильтрация, при которой сохраняется устойчивость стенок скважины [$\text{см}^3/30\text{мин}$],

$\Phi = 8$ фильтрация, определенная в лаборатории [$\text{см}^3/30\text{мин}$].

Расчет:

Основные требования по плотности БР:

$$\rho \geq \rho_{\min} \quad (29)$$

$$\Phi \leq \Phi_{\min} \quad (30)$$

Конкретные значения допустимых параметров определяются исходя из банка данных, содержащего сведения о фильтрационных и массообменных процессах в системе скважина-пласт.

Выбор Φ – неформальная процедура, реализуема при установлении типа рецептуры раствора для обеспечения устойчивости стенок скважины

4.9 Удержание частиц во взвешенном состоянии при остановках циркуляции

Исходные данные:

$\theta_1=11$ – СНС (Статическое напряжение сдвига) через 1 минуту [Па]

Расчет:

Основное неравенство:

$$\theta_1 \geq 0.5 \cdot (2 - e^{-110d_0}) \cdot d_0 \cdot (\rho_n - \rho) \cdot 10^3 \quad (31)$$

$$11 \geq 10.08 \quad (32)$$

Максимальный размер частицы шлама во взвешенном состоянии можно определить по следующему выражению:

$$d_{\max} = \frac{600 \cdot m \cdot 20 \cdot 10^{-3}}{(\rho_n - \rho)} = 24.8 \text{ мм} \quad (33)$$

где m коэффициент формы, принимается в диапазоне 3.5-2.5

4.10 Предельная прочность статической структуры раствора по условиям пуска насосов

Исходные данные:

$\theta_{10} = 23$ Па - СНС через 10 минут.

Расчет:

$$\frac{4L}{D_{\text{ок}} - d_H} \theta_{10} \leq p_{\text{гр}} - p_{\text{гс}} \quad (2.20) \quad (34)$$

$$4.42 \cdot 10^6 \leq 14.8 \cdot 10^6 \quad (35)$$

4.11 Заключение по расчету гидравлической программы промывки

В конце выполнения расчета гидравлической программы промывки, мы имеем ряд неравенств-ограничений

$$\begin{aligned} v_3 &\leq \omega - u \\ p_{\text{гс}} - \Delta p_{\text{пт}} &\geq p_{\text{пл}} \end{aligned} \quad Q \geq \frac{1}{\mu_p} f_0 v$$

$$\begin{aligned}
 p_{гс} + \Delta p_{ст} &\leq p_{гр} & Q &\geq f_{\partial} q \\
 p_{гс} + \Delta p &\leq p_{гр} & \Phi &\leq \Phi_{\min} \\
 K_c = \frac{\tau_0}{\eta - \eta_{\min}} &\leq 4500 & \rho &\geq \rho_{\min} \\
 \theta_1 &\geq 0.5(2 - e^{-110d_0})d_0(\rho_n - \rho)10^3 \\
 \frac{4L}{D_{ок} - d_H} \theta_{10} &\leq p_{гр} - p_{гс}
 \end{aligned}$$

Как видно из вышеприведенных расчетов, все данные ограничения, накладываемые на возможность использования анализируемого бурового раствора, соблюдаются, что дает нам право сделать вывод о возможности применения хлоркалийевого ингибирующего бурового раствора при бурении эксплуатационной скважины в районе арктического шельфа.

4.12 Построение области допустимых значений реологических свойств бурового раствора

Используя данные, полученные в ходе лабораторных работ и в ходе расчета гидравлической программы промывки, а также используя ограничения, заданные в условиях программы промывки скважины, построим область допустимых значений реологических свойств бурового раствора.

Ряд значений, используемых при построении графиков:

$$\eta = \{0.013, 0.02, 0.023, 0.025, 0.03, 0.035, 0.04, 0.05, 0.06\}$$

$$\tau_0 = \{1, 3, 5, 7, 10, 13, 16, 18, 20\}$$

Проверяемые параметры бурового раствора выделены красным цветом.

В результате получаем график зависимости пластической вязкости от напряжения сдвига (рис.5):

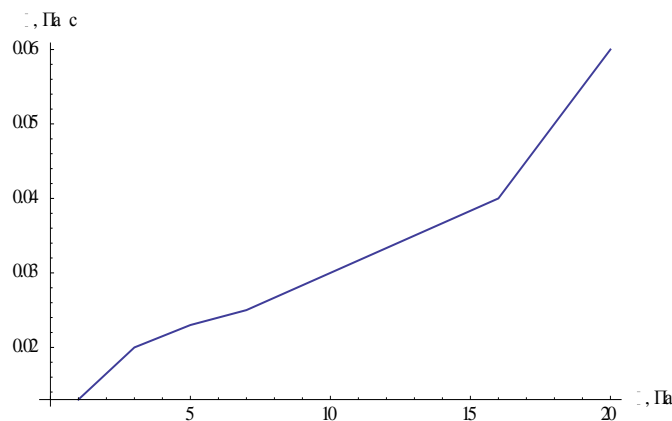


Рис.5. График зависимости пластической вязкости от напряжения сдвига

Ограничим график прямыми осями (рис.6):

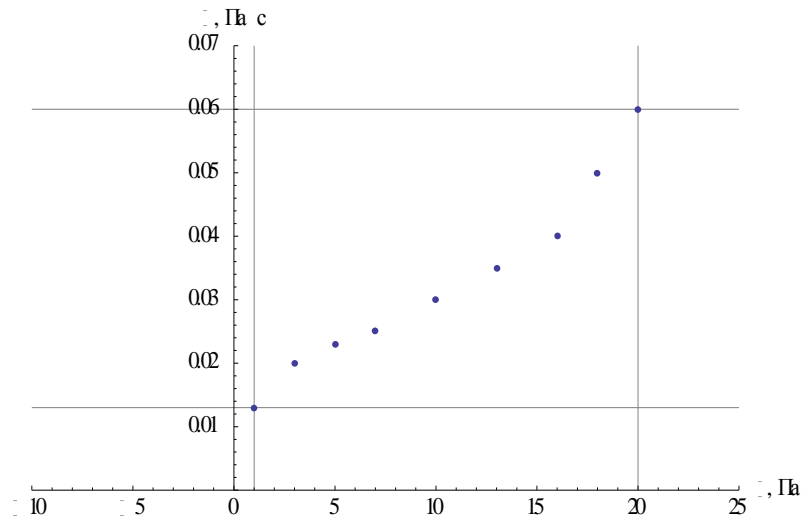


Рис.6. График с ограничивающими осями.

Построим график пластической вязкости от напряжения сдвига и совместим с желаемой областью реологических параметров БР:

```

y = Graphics[{PointSize[0.012], Point[{15,0.03}]}];
Show[x, y]

```

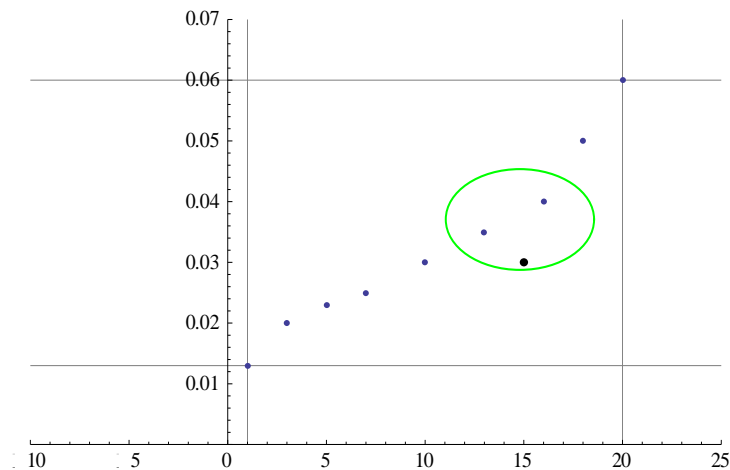


Рис.7. График зависимости пластической вязкости от напряжения сдвига с желаемой областью.

Вывод

Выбранные параметры бурового раствора попадают в область допустимых значений. По-другому эту область называют желаемой областью. Теперь после выбора параметров бурового раствора приступим к определению потерь давления в циркуляционной системе.

Пример расчета потерь давления в циркуляционной системе

1. Данные для расчета

Глубина скважины $L = 2200$ м.

Механическая скорость проходки $U_m = 5$ м/ч.

Структурная схема морской циркуляционной системы рис.8:

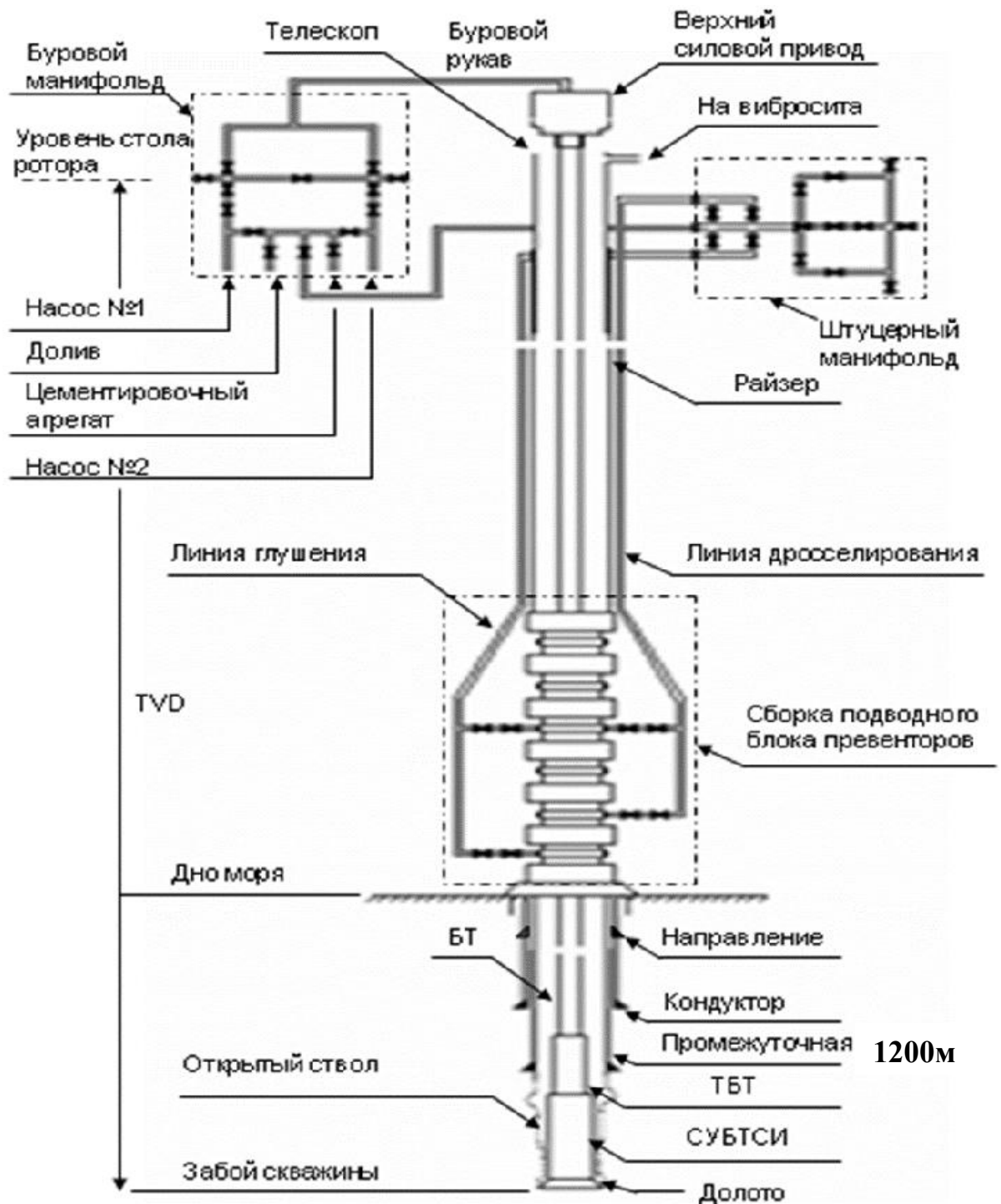


Рис.8. Структурная схема морской циркуляционной системы

$L_k = 2000$ м - глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м,

$P_{пл} = 20.4 \cdot 10^6$ - пластовое давление в пласте с максимальным градиентом пластового давления, па,

$L_{п} = 1895$ - глубина залегания подошвы пласта с минимальным градиентом гидроразрыва (поглощения), м

$p_r = 39 \cdot 10^6$ - давление гидроразрыва (поглощения), Па,

$\rho = 2400$ - плотность разбуриваемых пород, кг/м³,

$U_m = 0.0033$ - механическая скорость бурения, м/с,

$M_p = 1450$ - момент турбобура, необходимый для разрушения породы, Н·м,

$U_k = 0.85$ - минимальная скорость подъема жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающая вынос шлама, м/с,

Реологические данные жидкости:

$\tau_0 = 20$ - динамическое напряжение сдвига, Па,

$\eta = 0.027$ - пластическая вязкость, Па·с,

Тип бурового насоса - У8-7М

Число буровых насосов - 2

$d_c = 0.225$ - диаметр скважины, м

Элементы бурильной колонны

УБТ:

$l_{убт} = 70$ - длина, м)

$d_{н,убт} = 0.146$ - наружный диаметр, м,

$d_{в,убт} = 0.075$ - внутренний диаметр, м,

ТБПВ:

$l_{тбпв} = 2100$ - длина, м,

$d_{н,тбпв} = 0.127$ - наружный диаметр, м,

$d_{в,тбпв} = 0.107$ - внутренний диаметр, м,

$d_{м,тбпв} = 0.170$ - наружный диаметр замкового соединения, м,

Элементы наземной обвязки

Условный размер стояка, мм - 140

Диаметр проходного сечения, мм :

бурового рукава - 102

вертлюга - 75

ведущей трубы - 40

2. Расчет плотности промывочной жидкости [5]

1. Поскольку применяется турбинный способ бурения, примем коэффициент α равным 0.65 м/с. Исходя из условий всасывания, коэффициент наполнения m возьмём равным 0.9 при промывке водой и $m=0.8$ при глинистом растворе.

2. Определяем расход промывочной жидкости из условия выноса шлама при минимальном наружном диаметре труб бурильной колонны $d_{н,тбпв} = 0.127$ м и заданной скорости подъёма жидкости в затрубном пространстве $U_k = 0.85$ м/с по формуле:

$$Q = \frac{\pi}{4} \cdot (d_c^2 - d_{н,тбпв}^2) \cdot U_k = 0.023 \text{ (м}^3/\text{с)}$$

3. Определяем расход промывочной жидкости из условия очистки забоя скважины:

$$Q = \alpha \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_c^2 = 0.026 \text{ (м}^3/\text{с)}$$

4. По наибольшему значению $Q = 0.026$ м³/с по справочным данным выбираем диаметр втулок буровых насосов[5]. $\alpha=0.35-0.5$ м/с при роторном и электробурении. При бурении гидравлическим забойным двигателем $\alpha=0.5-0.7$ м/с.

На практике часто из двух установленных насосов используют один, а другой находится в резерве.

Однако если гидравлическая часть насосов будет надёжной, то для подвода большой гидравлической мощности к долоту, обеспечивая $Q \geq 0.026$ м³/с, целесообразно применять оба насоса.

В данном примере расчеты проведены при работе одного насоса. Принимаем диаметр втулок 160 мм, соответственно по данным табл.6.2 [5] подача бурового насоса составит $Q_n = 0.031$ м³/с, паспортные данные на насосы типа У8-7М, НБТ-600, У8-6М и БРН-1 можно найти в приложении 2.

Определяем подачу одного насоса $n=1$ при коэффициенте наполнения $m = 0.9$ по формуле:

$$Q = n \cdot m \cdot Q_n = 0.028 \text{ (м}^3/\text{с)}$$

Найденная подача, приемлема, так как она не меньше подачи, полученной выше по формулам, тогда минимальная скорость жидкости в кольцевом канале за ТБПВ:

$$U_{\text{кп}} = \frac{4Q}{\pi(d_c^2 - d_{\text{н,тбпв}}^2)} = 1.03 \text{ (м/с)}$$

5. Определяем плотность промывочной жидкости, исходя из условий создания противодействия:

$$g = 9.81 \text{ м/с}^2.$$

Зная, что при $L_k = 2000 \text{ м}$ коэффициент резерва $k_p = 1.05 - 1.1$, примем $k_p = 1.08$.

Противодействие, препятствующего притоку флюиду из пласта, при $L_k = 2000 \text{ м}$, примет значение:

$$\Delta p_p = 2.5 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Рассчитаем плотность промывочной жидкости:

$$\rho_{\text{пж1}} = k_p \cdot \frac{P_{\text{пл}}}{g \cdot L_k} = 1123 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{пж2}} = \frac{P_{\text{пл}} + \Delta p_p}{g \cdot L_k} = 1167 \text{ кг/м}^3$$

В дальнейших расчетах примем среднее значение $\rho_{\text{пж}} = 1140 \text{ кг/м}^3$.

3. Выбор турбобура

1. По справочным данным, выбираем турбобур типа 3 ТСШ-195 ТЛ, который при работе на воде плотностью $\rho_c = 1000, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ имеет тормозной момент $M_{\text{ТН}} = 3500, \text{ Н} \cdot \text{м}$, при номинальном расходе $Q_{\text{ТН}} = 0.04 \text{ м}^3/\text{с}$ и перепаде давления $\Delta p_{\text{ТН}} = 3 \text{ Мпа}$, длина турбобура $l_T = 30 \text{ м}$, наружный диаметр $d_T = 0.195 \text{ м}$.

Проверяем, дает ли выбранный турбобур при расходе Q крутящий момент, необходимый для разрушения породы по соотношению:

$$M_{\text{ТН}} = 3500 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

$$\rho_c = 1000 \text{ кг/м}^3,$$

$$Q_{\text{ТН}} = 0.04 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$d_T = 0.195 \text{ м},$$

$$l_T = 30 \text{ м},$$

$$\Delta p_{\text{ТН}} = 3 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$M_T = M_{ТН} \cdot \frac{\rho_{ПЖ} \cdot Q^2}{\rho_c \cdot Q_{ТН}^2} = 1941.2 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Полученный момент M_T превышает заданный, необходимый для разрушения пород $M_p = 1450 \text{ Н} \cdot \text{м}$, более чем на 20 %. Следовательно, мы можем использовать этот турбобур и втулки диаметром 160 мм насоса У8-7М.

2. Определяем критическую плотность промывочной жидкости, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый интервал.

Для этого необходимо предварительно вычислить параметры ϕ и $\sum \Delta p_{кп}$. Значения ϕ определяют по заданной скорости механического бурения $u_m = 0.0033 \text{ м/с}$ и принятому расходу $Q = 0.0279 \text{ м}^3/\text{с}$:

Расчет потерь давления в КЗП:

$$u_m = 0.0033 \text{ м/с},$$

$$\phi = \frac{Q}{\frac{\pi}{4} \cdot u_m \cdot d_c^2 + Q} = 0.995$$

Отсюда легко найти содержание шлама в промывочной жидкости:

$$1 - \phi = 0.005$$

Вычисленное содержание шлама характерно для бурения скважин с высокой механической скоростью, например, на площадях Западной Сибири. При небольших механических скоростях бурения, в частности, на площадях Урало-Поволжья концентрация шлама в жидкости незначительно и соответственно снижается его влияние на давление потока промывочной жидкости.

Для определения величины $\sum \Delta p_{кп}$ вычислим линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта.

Определяем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости $Re_{кр}$, при котором происходит переход от структурного режима к турбулентному, по формуле Сен-Венана для течения в кольцевом канале:

$$Q = \frac{8 \cdot \beta}{1 - \frac{4}{3} \cdot \beta + \frac{1}{3} \cdot \beta^4}$$

где $\beta = \frac{2 \cdot \tau_0 \cdot L}{R \cdot \Delta p}$ и $S = \frac{\tau_0 \cdot d \cdot F}{Q \cdot \eta}$

Параметры $S = \frac{He}{Re_{кр}}$ и β связаны уравнением

$$\frac{He}{Re_{кр} \cdot 8 \cdot \beta} = \frac{1}{1 - \frac{4}{3} \cdot \beta + \frac{1}{3} \cdot \beta^4}$$

В результате найдена следующая зависимость

$$Re_{кр} = 2100 + 7.3(He)^{0.58}, \text{ где } He - \text{ число Хедстрема}$$

За ТБПВ:

$$He_{ТБПВ} = \frac{\rho_{ПЖ} \cdot (d_c - d_{н,ТБПВ})^2 \cdot \tau_0}{\eta^2};$$

$$Re_{крТБПВ} = 2100 + 7.3 \cdot (He_{ТБПВ})^{0.58} = 13074.01$$

За УБТ:

$$He_{УБТ} = \frac{\rho_{ПЖ} \cdot (d_c - d_{н,УБТ})^2 \cdot \tau_0}{\eta^2};$$

$$Re_{крУБТ} = 2100 + 7.3 \cdot (He_{УБТ})^{0.58} = 10646.54$$

За турбобуром:

$$He_T = \frac{\rho_{ПЖ} \cdot (d_c - d_T)^2 \cdot \tau_0}{\eta^2};$$

$$Re_{крТ} = 2100 + 7.3(He_T)^{0.58} = 4879.74$$

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

За ТБПВ :

$$Re_{кптТБПВ} = \frac{4 \cdot \rho_{ПЖ} \cdot Q}{\pi \cdot (d_c + d_{н,ТБПВ}) \cdot \eta} = 4261.01$$

За УБТ:

$$Re_{кпУБТ} = \frac{4 \cdot \rho_{ПЖ} \cdot Q}{\pi \cdot (d_c + d_{н,УБТ}) \cdot \eta} = 4042.79$$

За турбобуром:

$$Re_{кпт} = \frac{4 \cdot \rho_{ПЖ} \cdot Q}{\pi \cdot (d_c + d_T) \cdot \eta} = 3571.13$$

Так как полученные значения $Re_{кпт} < Re_{кр}$, то движение жидкости везде в кольцевом канале происходит при ламинарном движении.

Определим число Сен-Венана по формуле:

За ТБПВ:

$$S_{\text{кп}} = \frac{\pi \cdot \tau_0 \cdot (d_c - d_{\text{н,тбпв}})^2 \cdot (d_c + d_{\text{н,тбпв}})}{4 \cdot Q \cdot \eta} = 70.49$$

За УБТ:

$$S_{\text{кп}} = \frac{\pi \cdot \tau_0 \cdot (d_c - d_{\text{н,убт}})^2 \cdot (d_c + d_{\text{н,убт}})}{4 \cdot Q \cdot \eta} = 48.28$$

За турбобуром:

$$S_{\text{кп}} = \frac{\pi \cdot \tau_0 \cdot (d_c - d_{\text{т}})^2 \cdot (d_c + d_{\text{т}})}{4 \cdot Q \cdot \eta} = 7.88$$

Определяем параметр β по справочным данным [5], а также можно рассчитать параметр β по приложению 4:

За ТБПВ $\beta_{\text{кптбпв}} = 0.7$.

За УБТ $\beta_{\text{кпубт}} = 0.65$.

За турбобуром $\beta_{\text{кпт}} = 0.35$.

Примем глубину кровли слабого пласта $L_{\text{сп}} = 1895$ м (подошва 1900). Тогда рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства на участке за ТБПВ до глубины слабого пласта:

$$\Delta p_{\text{кптбпв}} = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot (L_{\text{сп}} - 1200)}{\beta_{\text{кптбпв}} \cdot (d_c - d_{\text{н,тбпв}})} = 816327 \text{ Па}$$

$$\Delta p_{\text{кпубт}} = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot 1200}{\beta_{\text{кптбпв}} \cdot (340 - d_{\text{н,тбпв}})} = 403.51 \text{ Па}$$

Местные потери давления от замков в кольцевом пространстве определяем по формуле. Согласно исходным данным длина одной трубы:

$$l_{\text{т}} = 12 \text{ м}$$

$$\Delta p_{\text{мк}} = \frac{L_{\text{сп}}}{l_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{d_c^2 - d_{\text{н,тбпв}}^2}{d_c^2 - d_{\text{м,тбпв}}^2} - 1 \right)^2 \rho_{\text{пж}} \cdot U_{\text{кп}}^2 = 66145.2 \text{ Па}$$

На участке за УБТ:

$$\Delta p_{\text{кпубт}} = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot l_{\text{убт}}}{(d_c - d_{\text{н,убт}}) \cdot \beta_{\text{кпубт}}} = 109055.50 \text{ Па}$$

За турбобуром:

$$\Delta p_{\text{кпт}} = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot l_{\text{т}}}{(d_c - d_{\text{т}}) \cdot \beta_{\text{кпт}}} = 228571.43 \text{ Па}$$

Суммируя значения $\Delta p_{\text{кп}}$, получим $\Sigma(\Delta p_{\text{кп}})$, необходимую для вычисления $\rho_{\text{экрв}}$:

Суммарные потери давления в КЗП:

$$\sum \Delta P_{КП} = \Delta P_{КПТБПВ} + \Delta P_{КПОБУБТ} + \Delta P_{МК} + \Delta P_{кнУБТ} + \Delta P_{кнТ} = 1.22 \text{ МПа}$$

Эквивалентная плотность бурового раствора:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \rho_{\text{ПЖ}} + \frac{\sum \Delta p_{\text{КП}}}{L \cdot g} = 2,58 \cdot 10^8 = 1196.55$$

$$P_{\text{ЭКВ}} = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot L \cdot g = 2,58 \cdot 10^7$$

Давление, создаваемое эквивалентной плотностью бурового раствора не должно создавать гидроразрыва пород в интервале открытого ствола скважины. Найдём максимально допустимую плотность бурового раствора $\rho_{\text{ДП}}$, при которой еще не будет гидроразрыва пласта.

Определяем $\rho_{\text{ДП}}$ по формуле:

$$\rho_{\text{ДП}} = \frac{p_{\Gamma} - \sum \Delta p_{\text{КП}} - (1 - \phi) \cdot \rho \cdot g \cdot L_{\Pi}}{\phi \cdot g \cdot L_{\Pi}} = 2030.52 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{ГР}} = \frac{P_{\Gamma}}{L_{\phi} \cdot g} = 2092.39 \text{ кг/м}^3$$

Так как полученные значения $\rho_{\text{ДП}}$ меньше плотности гидроразрыва пород $\rho_{\text{ГР}} = 2092.39 \text{ кг/м}^3$, то условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется. Гидроразрыв пород будет при превышении плотности бурового раствора следующего значения:

$$\rho_{\text{ГР}} = \frac{p_{\Gamma}}{L_{\phi} \cdot g}$$

где L_{ϕ} - глубина залегания слабого пласта.

4. Расчёт потерь давления внутри бурильных труб

1. Вычисляем потери давления внутри бурильных труб, для этого определяем значения критических чисел Рейнольдса бурильной колонне:

Расчёт потерь давления в инструменте в ТБПВ

$$\text{Ne}_{\text{ТБПВ1}} = \frac{\rho_{\text{ПЖ}} \cdot d_{\text{В,ТБПВ}}^2 \cdot \tau_0}{\eta^2};$$

$$\text{Re}_{\text{крТБПВ1}} = 2100 + 7.3(\text{Ne}_{\text{ТБПВ1}})^{0.58} = 14251.45$$

в УБТ:

$$\text{Ne}_{\text{УБТ1}} = \frac{\rho_{\text{ПЖ}} \cdot d_{\text{В,УБТ}}^2 \cdot \tau_0}{\eta^2};$$

$$\text{Re}_{\text{крУБТ1}} = 2100 + 7.3 \cdot (\text{Ne}_{\text{УБТ1}})^{0.58} = 10146.63$$

Вычисляем действительные числа Рейнольдса жидкости в трубах и замковых соединениях, составляющих бурильную колонну:

в ТБПВ

$$\text{Re}_{\text{ТБПВ}} = \frac{4 \cdot \rho_{\text{ПЖ}} \cdot Q}{\pi \cdot \eta \cdot d_{\text{в,ТБПВ}}} = 14017.53$$

в УБТ

$$\text{Re}_{\text{УБТ}} = \frac{4 \cdot \rho_{\text{ПЖ}} \cdot Q}{\pi \cdot \eta \cdot d_{\text{в,УБТ}}} = 19998.35$$

В бурильной колонне везде действительные числа $\text{Re}_T > \text{Re}_{\text{кр}}$, следовательно, потери давления определяется по формуле Дарси-Вейсбаха.

Принимая шероховатость стенок трубного и обсаженных участков затрубного пространства $\kappa = 3 \cdot 10^{-4}$, а для необсаженных участков затрубного пространства $\kappa = 3 \cdot 10^{-3}$, рассчитаем значения коэффициентов гидравлического сопротивления λ по формуле:

в ТБПВ

$$\lambda_{\text{ТБПВ}} = 0.1 \cdot \left(\frac{1.46 \cdot \kappa}{d_{\text{в,ТБПВ}}} + \frac{100}{\text{Re}_{\text{ТБПВ}}} \right)^{0.25} = 0.032$$

в УБТ

$$\lambda_{\text{УБТ}} = 0.1 \cdot \left(\frac{1.46 \cdot \kappa}{d_{\text{в,УБТ}}} + \frac{100}{\text{Re}_{\text{УБТ}}} \right)^{0.25} = 0.032$$

Вычислим потери давления внутри ТБПВ и УБТ бурильной колонны:

в ТБПВ

$$\Delta P_{\text{ТБПВ}} = \lambda_{\text{ТБПВ}} \cdot \frac{8 \cdot \rho_{\text{ПЖ}} \cdot Q^2 \cdot l_{\text{ТБПВ}}}{\pi^2 \cdot d_{\text{в,ТБПВ}}^5} = 3505690.02 \text{ Па}$$

в УБТ

$$\Delta P_{\text{УБТ}} = \lambda_{\text{УБТ}} \cdot \frac{8 \cdot \rho_{\text{ПЖ}} \cdot Q^2 \cdot l_{\text{УБТ}}}{\pi^2 \cdot d_{\text{в,УБТ}}^5} = 684631.18 \text{ Па}$$

5. Расчёт потерь давления в наземной обвязке

Местными потерями давления в приваренных концах ТБПВ пренебрегаем. Вычислим потери давления в наземной обвязке, определив по справочным данным значения коэффициентов:

$$\alpha_c = 1.1 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$$

$$\alpha_{\text{ш}} = 0.3 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$$

$$\alpha_B = 0.9 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$$

$$\alpha_K = 7 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$$

$$\Delta p_0 = (\alpha_c + \alpha_{ш} + \alpha_B + \alpha_K) \cdot \rho_{пж} \cdot Q^2 = 825270.28 \text{ Па}$$

Определим перепад давления в турбобуре по формуле:

$$\Delta p_T = \Delta p_{ТН} \cdot \frac{\rho_{пж} Q^2}{\rho_c \cdot Q_{ТН}^2} = 1663851.37 \text{ Па}$$

Потеря давления в кольцевом пространстве за ТБПВ ранее определены для участка длиной 1895 м. Пересчитаем это значения на полную длину ТБПВ $l = 2100$ м:

$$\Delta p_{кп} = \frac{\Delta p_{кпТБПВ} \cdot l_{ТБПВ}}{L_{сп}} = 902255.63 \text{ Па}$$

И пересчитаем на этом участке потери давления от замков:

$$\Delta p_{мк} = \frac{\Delta p_{мк} \cdot l_{ТБПВ}}{L_{сп}} = 73107.90 \text{ Па}$$

Перепад давления Δp_r :

$$\Delta p_r = (1 - \phi) \cdot (\rho - \rho_{пж}) \cdot g \cdot L = 127288.520 \text{ Па}$$

Вычислим сумму потерь давления во всех элементах циркуляционной системы за исключением потерь давления в долоте по формуле:

$$\Delta p_{(-\Delta p)_д} = \Delta p_{ТБПВ} + \Delta p_{ТУБТ} + \Delta p_{кп} + \Delta p_{кпУБТ} + \Delta p_{кпТ} + \Delta p_{мк} + \Delta p_0 + \Delta p_T + \Delta p_{ТУБТ} = 8677064.52 \text{ Па}$$

6. Перепад давления в долоте

Приняв $\mu = 0.95$ - коэффициент расхода насадок для долот бывших в употреблении и скорость движения жидкости в промывочных отверстиях долота $u_d = 80$ м/с, вычислим перепад давления в долоте по формуле:

$$P_d = \frac{\rho_{пж} \cdot u \cdot d^2}{2 \cdot \mu^2} = 4042105.26 \text{ Па}$$

Построим график распределения давления в элементах циркуляционной системы в среде Mathematica:

```
Data = {{0,0}, {P_экв - P_д, -2200}, {P_экв, -2200}, {P_экв, -2200}, {Δp_{(-Δp)_д}, 0}}
{{0,0}, {2.186 × 10^7, -2200}, {2.58 × 10^7, -2200}, {2.58 × 10^7, -2200},
{8677064.51,0}}
```

```
ListLinePlot[Data, AxesLabel → {"P, Па", "L, м"}]
```

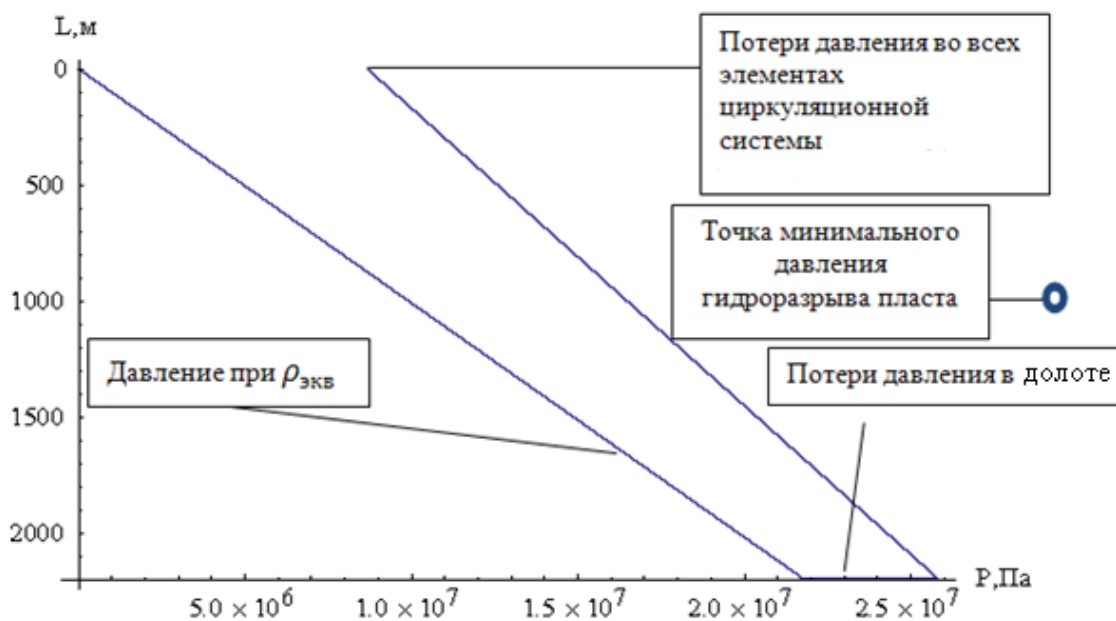


Рис.9. График распределения давления в элементах циркуляционной системы

В заключение расчётов проверим, произойдёт ли гидроразрыв пород в точке минимального давления разрыва пород при выполнении операции цементирования ОК.

При цементировании обсадной колонны берём цементный раствор плотностью 1850 кг/м³.

Так как эквивалентная плотность гидроразрыва пород $\rho_{\text{экр}} = 2092.39 \text{ кг/м}^3$, то условие недопущения гидроразрыва слабого пласта выполняется при цементировании.

$$P_{\text{гр}} = \rho_{\text{экр}} \cdot 9.81 \cdot 2200 = 4.52 \cdot 10^7$$

Плотность цемента $\rho_{\text{ц}} = 1850 \text{ кг/м}^3$ и он создаёт давление напротив слабого пласта (на момент закачки цементного раствора до устья), Па:

$$P_{\text{ц}} = \rho_{\text{ц}} \cdot 9.81 \cdot 2200 = 3.99 \cdot 10^7$$

Исходные данные для проектирования

Вариант	L, м	Тип конструкции скважины	τ , Па	η , Па·с	Тип разреза и возможные осложнения	Механическая скорость проходки, мин/м	Диаметр долота, мм
1	2500	ППБУ	7	0.011	неустойчивые глинистые отложения	2	215.9
2	2510	СПБУ	14	0.012	гидратирующие глины и аргиллиты	3	215.9
3	2520	СБУ	16	0.014	неустойчивые глинистые сланцы	4	215.9
4	2530	ППБУ	18	0.015	слабоустойчивые высококоллоидальные глины	5	215.9
5	2540	СПБУ	19	0.016	осыпающиеся аргиллиты и глинистые сланцы.	6	215.9
6	2550	СБУ	11	0.017	аргиллиты, малоувлажненные глины	7	215.9
7	2560	ППБУ	8	0.018	неустойчивые глинистые отложения	5	215.9
8	2570	СПБУ	13	0.019	гидратирующие глины и аргиллиты	3	215.9
9	2580	СБУ	14	0.021	неустойчивые глинистые сланцы	2	215.9
10	2590	СПБУ	9	0.022	слабоустойчивые высококоллоидальные глины	4	215.9
11	2600	ППБУ	17	0.024	осыпающиеся аргиллиты и глинистые сланцы.	5	215.9
12	2610	СБУ	12	0.026	аргиллиты, малоувлажненные глины	8	215.9
13	2640	СПБУ	14	0.027	неустойчивые глинистые отложения	2	215.9
14	2650	ППБУ	16	0.028	гидратирующие глины и аргиллиты	1	215.9
15	2710	СБУ	6	0.029	неустойчивые глинистые сланцы	7	215.9
16	2800	СПБУ	19	0.031	слабоустойчивые высококоллоидальные глины	2	215.9

17	2400	ППБУ	9	0.032	осыпающиеся аргиллиты и глинистые сланцы.	3	215.9
18	2450	СПБУ	6	0.033	аргиллиты, малоувлажненные глины	4	215.9
19	2300	СБУ	8	0.034	неустойчивые глинистые отложения	5	215.9
20	2200	СБУ	2	0.036	гидратирующие глины и аргиллиты	6	215.9
21	2100	ППБУ	4	0.037	неустойчивые глинистые сланцы	7	215.9
22	2700	СБУ	2	0.038	слабоустойчивые высококоллоидаль ные глины	5	215.9
23	2800	СПБУ	2	0.039	осыпающиеся аргиллиты и глинистые сланцы.	3	215.9
24	2900	СПБУ	4	0.041	аргиллиты, малоувлажненные глины	2	215.9

Приложение 1. Образец титульного листа курсового проекта

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

"МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"

Институт арктических технологий

Кафедра морского нефтегазового дела

Направление: 21.03.01 « Нефтегазовое дело»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

На тему: «Гидравлическая программа промывки скважины»

Выполнил: _____
(Ф.И.О)

Подпись, дата сдачи _____

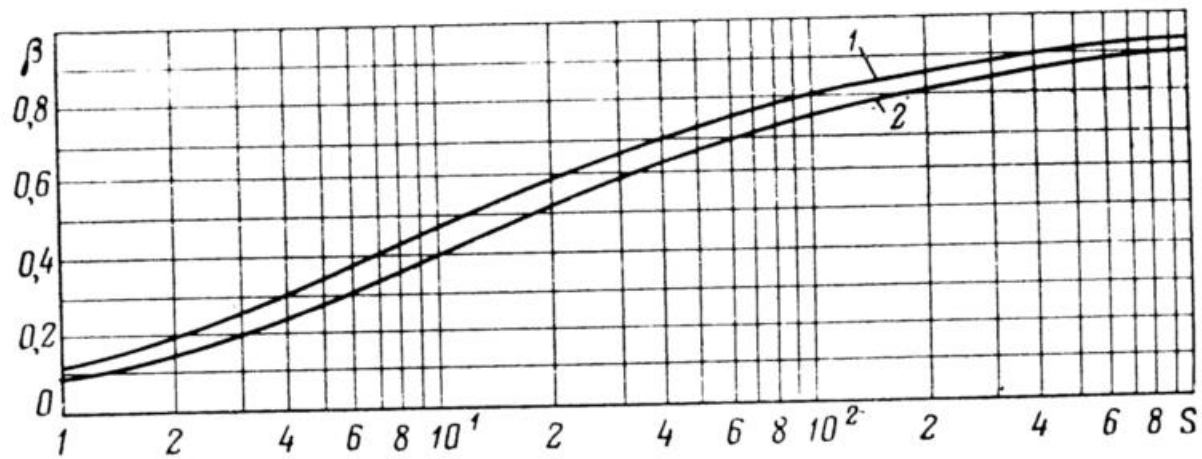
«Курсовой проект проверен»

Преподаватель: _____
(должность, Ф.И.О., подпись)

Оценка _____

Приложение 2. Кривые зависимости

Кривые зависимости $\beta = \beta(S)$ для труб круглого (1) и кольцевого (2) поперечного сечения [5].



Приложение 3. Паспортные данные буровых насосов

Паспортные данные буровых насосов при $m=1$; тип насоса У8-7М

Диаметр цилиндровой втулки, мм	Давление, P_n , МПА	Подача, Q_n , $m^3/c \cdot 10^{-3}$
200	14.2	50.9
190	15.9	45.5
180	18.0	40.4
170	20.4	35.5
160	23.4	31.0
150	27.2	26.8
140	32.07	22.7

Паспортные данные буровых насосов при $m=1$; тип насоса НБТ-600

Диаметр цилиндровой втулки, мм	Давление, P_n , МПА	Подача, Q_n , $m^3/c \cdot 10^{-3}$
200	-	-
190	-	-
180	11.3	42.9
170	12.6	38.3
160	14.3	33.9
150	16.2	29.8
140	21.6	26

Паспортные данные буровых насосов при $m=1$; тип насоса У8-6М

Диаметр цилиндровой втулки, мм	Давление, P_n , МПА	Подача, Q_n , $m^3/c \cdot 10^{-3}$
200	10	-
190	11.1	50.9
180	12.5	45.5
170	14.0	40.4
160	16.3	31.0
150	19	26.7
140	22.3	22.7

Паспортные данные буровых насосов при $m=1$; тип насоса БРН-1

Диаметр цилиндровой втулки, мм	Давление, P_n , МПА	Подача, Q_n , $m^3/c \cdot 10^{-3}$
200	-	-
190	-	-
180	9.80	31.0
170	11.0	27.2
160	14.0	24.0
150	16.9	20.8
140	20.0	17.8

Приложение 4. Расчет коэффициента β :

Когда $S_e \geq 10$, коэффициенты β рассчитываются по зависимости:

$$\beta = 1 - 4((1.2 + 0.5 S_e)^{0.5} - 1)/S_e$$

При $S_e < 10$ используется другая зависимость:

$$\beta = S_e / (12 + 1.3S_e)$$

Список литературы

1. Рябченко, В. И. Управление свойствами буровых растворов – М.: Недра, 1990. – 231 с.
2. Оперативная обработка данных геолого-технологических исследований "МИКРОПАК-2" – М.: Уфа, 1989. – 155 с.
3. Противофонтанная безопасность. IWCF, AMNGR Education Centre. – Мурманск: АМНГР, 1995. – 195 с.
4. Есьман, Б. И. Термогидравлические процессы при бурении скважин / Б. И. Есьман, Г. Г. Габузов. – М.: Недра, 1990. – 213 с.
3. Подгорнов, В. М. Практикум по заканчиванию скважин / В. М. Подгорнов, И. А. Ведищев. – М.: Недра, 1985. – 255 с.
5. Леонов, Е. Г. Гидроаэромеханика в бурении : учебник для вузов / Е. Г. Леонов, В. И. Исаев. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
6. Муше, Ж.П. Аномальные пластовые давления в процессе бурения : техническое руководство / Ж. П. Муше, А. Митчелл. – М.: Недра, 1991. – 272 с.
7. Электронный ресурс: [http://www.pumpjack.tamu.edu/~juvkam-wold/PETE% 20626/Lessons%2001-09/...%20Mudlift%20 Drilling.pdf](http://www.pumpjack.tamu.edu/~juvkam-wold/PETE%20626/Lessons%2001-09/...%20Mudlift%20Drilling.pdf)