

Федеральное агентство по образованию  
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования  
**Ухтинский государственный технический университет**  
**(УГТУ)**

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ**  
**БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

по специальности 130504 – Бурение нефтяных и газовых скважин  
и направлению 130500 – Нефтегазовое дело

Методические указания по курсовому проектированию

Ухта 2010

УДК 622.24 (075)

У 51

Уляшева Н.М. Разработка технологических регламентов буровых растворов [Текст]: Методические указания по курсовому проектированию/ Н.М. Уляшева, Н.Г. Деминская, М.А. Михеев. – Ухта: УГТУ, 2010. - С. 66

Методические указания предназначены для студентов, обучающихся по специальности 130504 – Бурение нефтяных и газовых скважин и направлению 130500 – Нефтегазовое дело (магистратура).

Методические указания охватывают вопросы выбора технологических решений по составу и свойствам буровых растворов для конкретных геологических условий.

Содержание методических указаний соответствует рабочей учебной программе.

Методические указания рассмотрены и одобрены кафедрой бурения от 25.06.10г. № 15 и предложены для издания Советом специальности БС от 25.06.10 г. № 4.

Рецензент Ю.Л. Логачев, к.т.н., доцент, зав. кафедрой бурения

В методических указаниях учтены предложения рецензента.

План 2010, позиция 61

Подписано в печать 25.06.2010 г. Компьютерный набор.

Объем 66 с. Тираж 100 экз. Заказ № 245

© Ухтинский государственный технический университет, 2010

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская д. 13

Отдел оперативной полиграфии УГТУ.

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская д. 13

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	4
1. АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ И КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	6
1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	6
1.2. Физико-механические свойства горных пород	7
1.3. Анализ геологических осложнений	7
1.4. Термобарические условия	8
1.5. Характеристика пластовых жидкостей	9
1.6. Характеристика конструкции скважины и породоразрушающего инструмента	11
1.7. Требования к буровым растворам	11
2. СОСТАВ И СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	16
2.1. Расчет плотности буровых растворов	16
2.2. Обоснование состава бурового раствора	20
2.3. Обоснование реологических свойств бурового раствора	30
2.4. Расчет и обоснование структурно-механических характеристик	34
2.5. Обоснование фильтрационных характеристик и pH	41
2.6. Контроль качества бурового раствора	44
3. РАСЧЕТ МАТЕРИАЛОВ И ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ	44
3.1. Расчет объемов буровых растворов	44
3.2. Расчет количества глиноматериалов и утяжелителя	45
3.3. Расчет количества химических реагентов и специальных материалов	47
4. СПЕЦВОПРОС	47
Список литературы	48
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Технологический регламент буровых растворов	51
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Перечень актуальных вопросов	52
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Нормы расхода материалов и химических реагентов	55
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Обозначение основных горных пород	65

## ВВЕДЕНИЕ

Сокращение сроков строительства скважин, снижение стоимости метра проходки, получение достоверной геолого-геофизической информации, сохранение естественной проницаемости продуктивных пластов в значительной степени зависят от состава применяемых буровых растворов и их технологических свойств.

При проектировании состава и технологических свойств бурового раствора необходимо учитывать следующие общие требования:

- буровые растворы должны обеспечивать безаварийную проводку скважин в сложных геологических условиях и создавать удовлетворительные условия для работы бурового оборудования и бурильного инструмента;
- буровой раствор должен способствовать максимальному сохранению проницаемости призабойной зоны при вскрытии продуктивных отложений;
- буровой раствор должен повышать или, по крайней мере, не снижать показатели работы долот;
- состав бурового раствора не должен оказывать техногенного воздействия на окружающую среду и быть пожаро-взрывобезопасным;
- Технология приготовления и регулирования свойств бурового раствора должна быть по-возможности простой при минимальных затратах времени и необходимого оборудования..

Основным директивным документом, используемым при проектировании, являются «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03, 05.06.03, №56). Для разработки технологических решений необходимо привлечь техническую литературу, использовать опыт бурения на данном месторождении или месторождениях со сходными геологическими условиями, а также результаты собственных исследований.

Курсовая работа состоит из двух частей. Первая часть представляет собой технологический регламент для заданных условий. Вторая часть посвящена анализу и разработке рекомендаций в соответствии со специальным заданием.

Технологический регламент (Приложение 1) включает сведения о геологических условиях, конструкции скважины, проектируемых рецептурах буровых растворов, их технологических свойствах, особенностях приготовления и регулирования свойств в процессе углубления скважины и специальном оборудовании. Исходным материалом для разработки технологического регламента являются нормативные, геологические (литолого-стратиграфическая характеристика разреза, термобарические условия бурения, характеристика ожидаемых осложнений, минерализация пластовых вод и состав углеводородов), технические (конструкция скважины, типоразмер породоразрушающего инструмента, способы бурения и составы буровых растворов, используемых на месторождении) и технические (схема циркуляционной системы, оборудование для приготовления и очистки бурового раствора, их эффективность).

Вторая часть работы заключается в разработке одного из предлагаемых студенту вопросов (Приложение 2) с применением материалов по строительству скважин на данном месторождении или близлежащих площадях (по материалам производственной практики). При выборе задания учитывается актуальность вопроса для данного месторождения. Все рекомендации должны базироваться на современных достижениях в области буровых растворов, предупреждения осложнений и вскрытия продуктивных пластов.

Пояснительная записка к курсовой работе состоит из введения (общая характеристика района буровых работ, цель и задачи проектирования), трех разделов, относящихся к разработке регламента и спецвопроса, списка литературы и приложения (технологический регламент в соответствии с Приложением 1).

Курсовая работа оформляется в соответствии с методическими указаниями [2]. Объем работы – 40 ÷ 50 стр. (компьютерный набор).

## 1. АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ И КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Проектирование составов и свойств буровых растворов базируется на анализе горно-геологических условий строительства скважины, которые объединяют литологическую характеристику и условия залегания пород, градиенты пластовых (поровых) давлений и температур, физические характеристики горных пород и пластовых жидкостей и прочее. Кроме того при разработке технологических рекомендаций необходимо учитывать конструкцию скважины, характеристику породоразрушающего инструмента и способа бурения.

### Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В данном параграфе необходимо представить описание горных пород с учетом их возраста (стратиграфии). Этот материал может быть представлен в описательном виде (с более раннего возраста к более позднему, т.е. снизу вверх) или в табличной форме.

#### Пример 1

Верхняя пермь (P<sub>2</sub>)

Интервал 1401 – 1901 м

Представлена красно-коричневыми глинистыми породами с включениями зеленовато-серых глин, с прослоями темно-серых алевролитов, известняков и песчаников. Мощность 500 м.

Нижний триас (T<sub>1</sub>)

Интервал 983 – 1401 м


Переслаивание пестроцветных глин, глинистых алевролитов тонко-слоистых и песчаников полимиктовых, мелко-зернистых. Мощность 418 м.

И так далее.

### Пример 2

Таблица 1.1 – Литолого-стратиграфическая характеристика

Стратиграфическое подразделение	Интервал, м	Литологическая колонка*	Описание горных пород	Коэффициент кавернозности

Примечание: литологическая колонка – это описание горных пород специальными знаками. Например,  – несцементированный песок.

### Физико-механические свойства горных пород

Сведения о физико-механических свойствах горных пород могут быть полезны при обосновании бурового раствора (в частности, глинистость), а также для расчета статического напряжения сдвига. К сожалению, материалы по этим свойствам горных пород не всегда доступны, поэтому в курсовой работе допускается их отсутствие. При наличии данных они могут быть представлены в виде таблицы. В качестве примера ниже представлена табл. 1.2.

### Анализ геологических осложнений

Значительную роль при обосновании состава и свойств буровых растворов играют геологические осложнения, для предупреждения которых необходимо использовать специальные технологические мероприятия, в том числе по промывке скважины. К таким осложнениям относятся нестабильность горных пород, слагающих разрез, представленных

терригенными глинисто-песчаными или хемогенными породами, поглощение бурового раствора в проницаемых пластах, сальникообразование, прихваты бурильного инструмента в результате подваливания стенок скважины, набухания глинистых пород или прилипания в интервалах повышенной проницаемости, наличие зон АВПД или АНПД, вскрытие ММП, присутствие агрессивных сред, в том числе сероводорода, возможные проявления пластового флюида и т.д. Предупреждение перечисленных осложнений может быть обеспечено либо только выбором плотности или другого технологического параметра, либо оптимизацией состава бурового раствора, либо использованием целого комплекса мероприятий. Для принятия верного решения необходимо провести глубокий анализ не только данных, представленных в технических проектах и ГТН, но и результатов бурения скважин на месторождениях с аналогичными геологическими условиями.

Результаты анализа могут быть представлены в виде таблицы (табл.1.3).

#### 1.4.Термобарические условия

Выбор плотности бурового раствора и соответственно состава и количества дисперсной фазы зависит от распределения градиента пластового и порового давления. Сведения о значениях давлений могут быть представлены либо в виде таблицы (например, табл. 1.4), либо в тексте. Текст может выглядеть следующим образом: в интервале 1500 – 1800 м пластовое давление  $P_{пл} > P_{гст}$  на 5%. Здесь  $P_{гст}$  – давление столба пресной воды.

Значение температуры на забое скважины может быть использовано для выбора химического состава бурового раствора (каждый полимерный реагент имеет определенные температурные пределы), а также технологии промывки скважины (особенно в интервалах развития ММП). Градиент



изменения температуры может быть указан в тексте или внесен в таблицу (см. табл.1.4).

### 1.5. Характеристика пластовых жидкостей

Известно, что пластовые жидкости могут быть представлены углеводородами и/или водой различного состава и минерализации. Необходимо обратить особое внимание на присутствие в пластовой жидкости сероводорода или значительного количества солей, в том числе поливалентных. Это связано с несовместимостью химических реагентов с ионным составом пластовых вод, а также воздействием на организм человека и окружающую среду в целом. В меньшей степени обращают внимание при разработке технологического регламента или программы буровых растворов на состав пластовой нефти, в частности, наличия в ней тяжелых фракций углеводородов. Хотя присутствие парафинов, асфальтенов и смол (твердые эмульгаторы) может усилить образование обратных эмульсий в фильтрационных каналах и значительно повлиять на дебит нефтяной скважины.

Результаты анализа промысловых материалов и некоторые показатели пластовых жидкостей могут быть представлены в виде таблиц (например, табл. 1.5 и 1.6).

Однако, как правило, данных о характеристике пластовых жидкостей на практике получить не представляется возможным. Исключение составляет только тот момент, если дается возможность ознакомиться с рабочим проектом на строительство скважины. Поэтому данный параграф является необязательным (но желательным) в курсовой работе.

Таблица 1.2 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м	Горная порода	Плотность породы, кг/м <sup>3</sup>	Пористость %	Глинистость %	Твердость МПа	Абразивность	Категория породы по твердости	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга

Таблица 1.3 – Характеристика осложнений при строительстве скважины

Интервал, м	Характеристика горной породы	Описание осложнения	Мероприятия по предупреждению	Мероприятия по ликвидации
Например, 1400 – 1680	Аргиллитоподобные глины, алевролит	Значительные обвалы стенок скважины и проработки при спуске, затяжки инструмента при подъеме, прихват бурильного инструмента	Использование минерализованного по хлориду натрия бурового раствора	Установка цементного моста с последующим забуриванием бокового ствола

Таблица 1.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического горизонта	Интервал, м		Градиенты давления, МПа/м								Пластовое давление, МПа		Температура в конце интервала, °С	Ø НКТ, мм
			пластового		порового		гидроразрыва		горного		в начале интервала	в конце интервала		
	от (верх)	до (низ)	МПа/м	источник получения	МПа/м	источник получения	МПа/м	источник получения	МПа/м	источник получения				

## 1.6. Характеристика конструкции скважины и породоразрушающего инструмента

В курсовой работе не ставится задача выбора конструкции скважины и типоразмеров долот, поэтому используются фактические или проектные решения на основе анализа промысловых материалов. Данный параграф должен содержать графическое изображение конструкции скважины, на котором указываются диаметры обсадных колонн и глубины их спуска, интервалы цементирования и другая информация, необходимая для дальнейшей работы над регламентом (Рис. 1.1). Дополнительная информация должна быть представлена в табличной форме, где кроме характеристики обсадных колонн необходимо указать назначение каждой из них и типоразмеры породоразрушающего инструмента под каждую колонну (Табл. 1.7).

## 1.7. Требования к буровым растворам

Перед разработкой технологического регламента необходимо проанализировать весь материал, представленный в геологической части, и выработать основные требования, которые могут быть предъявлены к буровому раствору в каждом конкретном случае. Как правило, учитывая, что конструкция скважины выбирается с учетом совместимости условий бурения, и требования к качеству промывочной жидкости вырабатываются под каждую колонну в соответствии с конструкцией скважины. При этом необходимо выделить основные (конкретные) направления для обоснования состава и свойств буровых растворов. При выполнении данного раздела можно использовать результаты исследований, проведенных в НПО «Бурение» (институт ВНИИКРнефть), согласно которым горные породы осадочного комплекса можно разделить на 8 групп, отличающихся по физико-химическим и физико-механическим свойствам.

Таблица 1.5 - Водоносность

Индекс страти- графи- ческого гори- зонта	Интервал, м		Тип коллектора	Плот- ность воды (в лаб усл.), кг/м <sup>3</sup>	Сво- бодны й дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазо- вая прони- цае- мость, мкм <sup>2</sup>	Мине- рали- зация общая , г/л	Тип воды по Сулину СФН- суль- фатонари- евый, ГКН- гидрокарб- онатнонат- риевый, ХМ-хлор- магниевы й, ХК- хлор- кальцие- вый	Химический состав воды, мг-экв/л						Отно- сится к источ- нику питье- вого водо- снаб- жения
	от (верх)	до (низ)							анионы			катионы			
									Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Таблица 1.6 - Нефтеносность

Индекс страти- графи- ческого горизо- нта	Интервал, м		Тип коллекто- ра	Плотность, кг/м <sup>3</sup>		Под- виж- ность, мкм <sup>2</sup> МПа·с	Содержание по весу, %		Свобод- ный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Параметры растворенного газа					
	от	до		в плас- товых усло- виях	после дегаза- ции		серы	пара- фина		газо- вый фактор м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	содержание по объему, %		относи- тель- ная плот- ность по воз- духу	коэф- фи- циент сжи- мае- мости	давление насы- щения в пласто- вых условиях, кг/см <sup>2</sup>
											серо- водо- рода	угле- кисло- го газа			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Таблица 1.7 – Конструкция скважины и долота (пример)

Наименование колонн	Диаметр, мм	Глубина спуска, м	Типоразмер долот	Назначение колонны
1	2	3		4
Направление	324	30	Ш 393,7-МСЗ-ЦВ	Перекрытие верхней части неустойчивых четвертичных отложений, обвязка устья скважины с циркуляционной системой и предотвращение размыва устья при бурении под кондуктор.
Кондуктор	245	300	295,3 мм МХ-20G	Для перекрытия неустойчивых верхнепермских отложений (казанский ярус), изоляции водоносных горизонтов (пресные воды) и обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием. Глубина спуска кондуктора обеспечивает предотвращение прорыва смеси газа с конденсатом в случае возможного газопроявления.
Эксплуатационная	146	1300	215,9 мм GX-44G	Для разобщения и раздельного испытания перспективных горизонтов, обеспечения условий возможной последующей эксплуатации скважины. Колонна цементируется двумя ступенями с установкой муфты ступенчатого цементирования на глубине 750 м.

I группа – песчаники, доломиты, известняки, которые характеризуются устойчивостью в процессе бурения. Они не изменяют своих физико-химических свойств под воздействием фильтрата буровых растворов и не оказывают существенного влияния на качество циркуляционных агентов, поэтому для промывки в этих интервалах (исключение составляют коллектора нефти и газа) могут использоваться любые системы, обеспечивающие эффективную работу породоразрушающего инструмента.

II группа – песчаники, доломиты, известняки с пропластками глин, аргиллитов, мергелей, характеризующиеся неустойчивостью вследствие набухания глин, осыпания аргиллитов и мергелей. Бурение в таких

отложениях может сопровождаться осыпаниями, обвалами, прихватами бурильного инструмента. В этих условиях предъявляются повышенные требования к качеству бурового раствора, в частности, минерализации фильтрата и величине показателя фильтрации.

III группа – глины. Глины пластичные, легко набухают при контактировании с растворами на водной основе. Глинистый шлам диспергирует в среде бурового раствора, образуя устойчивые коллоидные системы. Бурение мощных глинистых отложений, как правило, сопровождается длительными проработками, промывками, интенсивным загущением бурового раствора. В связи с вышесказанным промывочная жидкость должна обладать ингибирующими свойствами. В некоторых случаях неустойчивое состояние глинистых пород связано с их пластичным поведением. Для предупреждения вытекания необходимо увеличивать плотность и минерализацию водной фазы, а также уменьшать фильтрационные характеристики бурового раствора.

IV группа – аргиллиты, мергель, в некоторых случаях алевролиты и глинистые известняки, которые характеризуются неустойчивостью, склонностью к осыпям и обвалам. Особенностью этих отложений является плитчатое строение, ярко выраженные плоскости скольжения, иногда – развитая трещиноватость. Буровые растворы должны обладать достаточной плотностью, ингибирующими и кольматирующими свойствами, минимальным значением показателя фильтрации и достаточными реологическими характеристиками для предупреждения эррозионного разрушения стенок скважины.

V группа – каменная соль. В пресном буровом растворе соль растворяется, вызывая коагуляцию бурового раствора и кавернообразование. В зависимости от глубины залегания проявляются пластичные свойства соли, что вызывает необходимость увеличения плотности бурового раствора. В таких разрезах рекомендуют использовать соленасыщенные циркулирующие

системы с диспергированной и конденсированной твердой фазой, а также растворы на углеводородной основе.

VI группа – каменная соль с пропластками бишофита или других солей. Характеризуется различной растворимостью в буровых растворах на водной основе, способностью к пластичному течению. Вызывает коагуляцию бурового раствора, является причиной прихватов бурильного инструмента и обсадных колонн. Рекомендуется использовать буровые растворы с конденсированной твердой фазой и на основе жидких углеводов.

VII группа – каменная соль с пропластками терригенных пород. Осложняется неустойчивостью терригенного комплекса. Рекомендуется в соленасыщенный буровой раствор дополнительно вводить ингибитор.

VIII группа – каменная соль с пропластками бишофита и терригенных пород. Для предупреждения нарушения устойчивости терригенных пород буровые растворы с конденсированной твердой фазой дополнительно должны содержать ингибирующие или коагулирующие добавки.

Некоторые осложнения могут быть предупреждены или уменьшены путем регулирования плотности бурового раствора (нефтегазоводопроявление, поглощение бурового раствора, выпучивание пластичных горных пород, осыпание литифицированных глинистых пород). Принципиальное внимание при анализе и разработке требований к качеству бурового раствора необходимо уделить осложнениям, причиной которых является физико-химическое взаимодействие с фильтратом бурового раствора (набухание, растворение и так далее) и растепление ММП, а также вскрытию продуктивных пластов.

### Пример

При бурении под техническую колонну ожидается ряд осложнений:

- поглощения различной степени интенсивности, связанные с коллекторскими свойствами карбонатных пород (известняков и доломитов);

- подваливание слаболитифицированных глинистых пород и кавернообразование при бурении в таких отложениях, что обусловлено физико-химическим взаимодействием с водными буровыми растворами;

- прихваты и затяжки бурильного инструмента в результате обвалов неустойчивых пород и сальникообразований.

При этом по составу горные породы относятся ко второй группе по вышеприведенной классификации. Для обеспечения безаварийных условий строительства скважины и эффективной работы породоразрушающего инструмента необходимо, чтобы буровой раствор обладал ингибирующими и кольматирующими свойствами, содержал в своем составе смазочные материалы и буровые детергенты для предупреждения прихватов бурильного инструмента, а также создавал условия для достижения высоких показателей работы долот.

## 2. СОСТАВ И СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Целью применения определенной технологии бурового раствора является успешное заканчивание проектируемой скважины при использовании действующего оборудования и минимальных затратах на материалы и химические реагенты. Технология буровых растворов объединяет вопросы проектирования состава и свойств буровых растворов, обоснования комплекса оборудования для приготовления и очистки от выбуренной породы и газообразной фазы; особенностей приготовления, утяжеления и регулирования их свойств. Данная курсовая работа объединяет вопросы проектирования бурового раствора.

### 2.1. Расчет плотности бурового раствора

Известно, что плотность – это масса единицы объема вещества. Единицы измерения плотности в системе СИ – килограммы на кубический



метр ( $\text{кг/м}^3$ ), в несистемных единицах – грамм на кубический сантиметр ( $\text{г/см}^3$ ), в американской системе – фунты на галлон ( $\text{lb/gal}$ ) или фунты на кубический фут ( $\text{lb/ft}^3$ ).

При этом:

$$1 \text{ г/см}^3 = 1000 \text{ кг/м}^3;$$

$$1 \text{ lb/ft}^3 = 16,0185 \text{ кг/м}^3;$$

$$1 \text{ lb/gal} = 119,8263 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность бурового раствора играет важную роль в процессе строительства скважин, а именно способствует созданию давления бурового раствора в скважине, которое позволяет предотвращать приток пластового флюида и/или сохранять устойчивость стенок скважины в глинистых и солевых отложениях. В некоторых случаях в интересах безопасности стремятся увеличить плотность бурового раствора до значений, превышающих расчетные. Известно, что при этом повышается несущая способность бурового раствора, то есть улучшается сохранение выбуренных частиц во взвешенном состоянии, облегчается транспорт шлама по кольцевому пространству. Однако такая практика имеет ряд существенных недостатков, в первую очередь, связанных с чрезмерным повышением гидростатического и гидродинамического давления. Неоправданно высокая плотность может привести к гидравлическому разрыву пласта (под действием растягивающих нагрузок стенки скважины разрушаются), снижению скорости разрушения горных пород на забое скважины (ухудшаются условия работы породоразрушающего инструмента) и повышению вероятности дифференциального прихвата бурильного инструмента.

При проектировании плотности бурового раствора учитывают требования правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (п.п.2.7.3) [1]. В соответствии с п.п.2.7.3.2 плотность бурового раствора определяют из условия предупреждения проявления пластового флюида в интервале совместимых условий бурения для горизонтов с наибольшим

градиентом пластового давления. При этом гидростатическое давление столба бурового раствора на забой скважины и продуктивный горизонт должно превышать пластовое давление на величину не менее 10% (коэффициент запаса  $a=1,1$ ) до глубины 1200 м (интервал 0-1200 м) и на 5% ( $a=1,05$ ) при глубине свыше 1200 м (п.п. 2.7.3.3).

Формула для определения плотности в этом случае имеет следующий вид:

$$\rho = aP_{пл}/gH, \quad (2.1)$$

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

$H$  – глубина залегания проявляющего пласта, м.

В некоторых случаях пластовое давление может быть представлено не в абсолютных величинах, а через градиент или коэффициент аномальности пластового давления. В первом случае необходимо пересчитать давление, а во втором целесообразнее использовать формулу:

$$\rho = a \cdot \kappa_a \cdot \rho_v \quad (2.2)$$

где  $\kappa_a$  – коэффициент аномальности пластового давления:

$$\kappa_a = P_{пл}/P_{гст} \quad (2.3)$$

В соответствии с тем же пунктом правил безопасности плотность бурового раствора может быть увеличена, но при этом допустимая величина репрессии ( $P_{реп}$ ) не должна превышать 1,5 МПа до глубины 1200 м и 2,5-3,0 МПа при глубине свыше 1200 м. При этом максимальная плотность может быть определена по формуле:

$$\rho_{max} = (P_{пл} + P_{реп})/gH, \quad (2.4)$$

С другой стороны, как было сказано выше, плотность бурового раствора может сыграть немаловажную роль в сохранении стабильности стенок скважины. В соответствии с п.п. 2.7.3.5 в интервалах, сложенных глинами,

аргиллитами, глинистыми сланцами, солями, склонными к потере устойчивости и текучести, плотность бурового раствора устанавливается именно с этих позиций. При этом репрессия не должна превышать пределов, установленных для всего интервала совместимых условий бурения. Допускается депрессия на стенки скважины в пределах  $10 \div 15\%$  эффективных скелетных напряжений, которые, в свою очередь, определяются как разница между горным и поровым давлением.

Плотность в этом случае определяется по формулам:

$$\rho = P_{\text{пор}}/gH, \quad (2.5)$$

$$\rho = (P_{\text{пор}} + P_{\text{деп}})/gH, \quad (2.6)$$

где  $P_{\text{пор}}$  – поровое давление в неустойчивых породах, Па;

$P_{\text{деп}}$  – допустимая величина депрессии, Па,

$$P_{\text{деп}} = (0,1 \div 0,15)\sigma_{\text{ск}}, \quad (2.7)$$

где:

$$\sigma_{\text{ск}} = P_{\text{гор}} - P_{\text{пор}}, \quad (2.8)$$

$P_{\text{гор}}$  – горное давление, Па

Необходимо отметить, что «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» допускают отклонения, но только по совместному решению проектировщика, заказчика и подрядчика и только в следующих случаях:

- при поглощениях бурового раствора в процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции);
- при проектировании и строительстве скважин со вскрытием продуктивных пластов с забойными давлениями близкими к пластовому (на равновесии) или ниже пластового (на депрессии).

Результаты расчета можно представить в виде таблицы. Пример таблицы приведен ниже.

## 2.2. Обоснование состава бурового раствора

Для обоснования состава бурового раствора используются результаты анализа горно-геологических условий, представленные в п.1.7, показателей бурения скважин на месторождении и качества используемых в данных условиях промывочных жидкостей, а также современного уровня развития технологии буровых растворов. При выполнении данного раздела необходимо провести достаточно глубокий литературный обзор, а также использовать рекомендации нормативных документов, в том числе «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Для проведения анализа можно использовать рекомендации НПО «Бурение», сервисных компаний по буровым растворам, а также работы в области буровых жидкостей учебных и научно-исследовательских институтов. Вся использованная литература должна найти отражение в «Библиографическом списке», представленном в курсовой работе.

В качестве общих рекомендаций можно напомнить об области использования основных классов буровых растворов:

- ◆ ингибирующие, в составе которых содержатся ингибиторы гидратации глины, – в неустойчивых глинистых породах (см. в табл. 2.2. рекомендации НПО «Бурение»);

- ◆ соленасыщенные по хлориду натрия (NaCl) – в отложениях каменной соли (галит);

- ◆ пресные полимер-глинистые – в сравнительно устойчивых горных породах при отсутствии агрессивных сред для повышения показателей работы долот и снижения материалоемкости систем, а также при вскрытии ММП;

Таблица 2.1 – Результаты расчета плотности бурового раствора (Пример)

Интервал, м	Глубина, м	Градиент пластового давления, МПа/м	Установленн ый коэффициен т превышения гидростатич еского давления над пластовым	Установленное значение репрессии, МПа	Расчетное значение плотности бурового раствора, кг/м <sup>3</sup>	Значение репрессии, соответствующее расчетной плотности бурового раствора,МПа	Принятое значение плотности по интервалу, кг/м <sup>3</sup>	Значение репрессии в соответствии принятой плотности, МПа
400-2610	1200	0,0098	1,1	1,5	1100	0,949	1100	0,949
400-2610	1201	0,0098	1,05	2,5 ÷ 3,0	1050	0,588	1100	0,949
400-2610	2610	0,0098	1,05	2,5 ÷ 3,0	1050	1,176	1100	2,558

- ◆ пресные безглинистые биополимерные буровые растворы – для повышения качества вскрытия продуктивных пластов, ММП, повышения показателей работы долот в сравнительно устойчивых отложениях;

- ◆ ингибирующие малоглинистые и безглинистые полимерные растворы – в неустойчивых глинистых породах и для вскрытия продуктивных пластов, в том числе в горизонтальных скважинах;

- ◆ буровые растворы с конденсированной твердой фазой – для предупреждения осложнений в хемогенных породах, возможно в продуктивных пластах для вскрытия, глушения и консервации;

- ◆ обратные (гидрофобные, инвертные) эмульсии (растворы на углеводородной основе) – для первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, предупреждения осложнений в хемогенных и глинистых породах, в том числе в горизонтальных скважинах;

- ◆ газообразные агенты (пены и аэрированные жидкости) – для вскрытия зон АНПД, предупреждения поглощений и растепления ММП.

Как правило, наибольшее внимание уделяется выбору состава бурового раствора для предупреждения разрушения стенок скважины, которое сопровождается осыпями, обвалами, вытеканием и кавернообразованием. При этом чаще всего используют комплекс мероприятий, который включает увеличение плотности, регулирование реологических и фильтрационных свойств буровых растворов, использование ингибирующих, кольматирующих, пленкообразующих и гидрофобизирующих добавок, а также технологических приемов, обеспечивающих оптимизацию показателей работы долот. Для обоснования типа бурового раствора можно использовать рекомендации таблицы 2.2, а также классификацию глинистых пород и степень влияния свойств буровых растворов на осложнения при их вскрытии, предлагаемые компанией Varoid (Табл. 2.3). В последнем случае учитывается не только минералогический состав глинистых пород, но и степень их уплотнения и влажность.

Таблица 2.2 – Рекомендации к выбору типа бурового раствора при вскрытии глинистых пород

Класс или категория устойчивости	Поведение пород при бурении	Типы буровых растворов
1	Практически устойчивы	Пресные растворы любого состава
2	Подвержены незначительным осыпям, процесс бурения не нарушается	Недиспергирующие, лигносульфонатные
3	Заметные осыпи, требующие периодических проработок ствола скважины	Недиспергирующие, известковые, лигносульфонатные, силикатные
4	Значительные осыпи, посадки и затяжки инструмента при проведении СПО, повышение давления при промывке	Недиспергирующие, полигликолевые, полимер-калиевые, хлоркалиевые, обратные эмульсии, хлоркальциевые, гипсовый, силикатный
5	Сильные осыпи и обвалы, требующие систематических проработок, возможна потеря ствола скважины	Соленасыщенные, полимер-солевые, гипсовый, хлоркалиевые, хлоркальциевый, хлормагнийевый, обратные эмульсии

При выборе состава бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов необходимо учитывать не только литологический состав коллектора, его пористость и проницаемость, но и свойства пластовой жидкости. Как правило, для ограничения зоны проникновения фильтрата и предупреждения возможных прихватов бурильного инструмента в состав бурового раствора на водной основе дополнительно вводят кольматирующий материал, в качестве которого чаще всего используют кислоторастворимые карбонатные добавки (мел, мраморная крошка и т.п.). Однако эта технология больше применима для карбонатного коллектора, где проектом предусматривается кислотная обработка для интенсификации притока пластового флюида.

Таблица 2.3 – Общая классификация глинистых пород

Класс	Текстура	ЕО, мг-экв/100 г	Состояние воды	Содержание воды, % масс.	Вид глины	Содержание глины, % масс	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Причины осложнений	Рекомендации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
А	Мягкая	20 - 40	Свободная и связанная	25 - 70	Монтмориллонит и иллит	20 – 30	1,32 – 1,5	Недостаточная плотность промывочной жидкости, гидратация при контакте с водными растворами, что приводит к набуханию и диспергированию	Повышение плотности и минерализации бурового раствора (хлориды калия, натрия, кальция)
В	Прочная	10 - 20	Связанная	15 – 25	Иллит и смешанный слой монтмориллонита-иллита	20 – 30	1,5 – 2,2	Развитие поровых давлений и при контакте с водными растворами - увлажнение, что приводит к снижению прочности	Повышение плотности и минерализации бурового раствора (хлориды калия, натрия, кальция)



Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
С	Твердая	3 - 10	Связанная	5 – 15	Следы монтмориллонита, высокий уровень иллита	20 - 30	2,2 – 2,5	Фильтрация, осмотический массоперенос, капиллярные процессы и высокие поровые давления. Осыпание интенсивное	Снижение водоотдачи, повышение плотности, использование хлоридов калия и кальция, жидкого стекла и диаммонийфосфата
Д	Хрупкая	0 - 3	Связанная	2 – 5	Иллит, хлорит, каолин	5 – 30	2,5 – 2,7	Не набухает. Разрушается вдоль плоскостей трещин (высокая микротрещиноватость)	Снижение водоотдачи, использование хлоридов кальция и магния, жидкого стекла и других кольматантов

Окончание таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Е	Прочная твердая	10 - 20	Связанна я	2 - 10	Иллит и сме- шанный слой монтморилло- нита-иллита	20 - 30	2,3 – 2,7	Горное давление и капиллярные процессы приводят к интенсивным обрушениям	Снижение водоотдачи, повышение плотности использова- ние хлоридов кальция и магния, жид- кого стекла и других коль- матантов, в том числе твердых уг- леводородов и сажи

Кроме того, при выборе размера частиц карбонатного кольматанта необходимо учитывать размеры поровых каналов, что не всегда возможно.

Во всех остальных случаях карбонатный материал можно заменять водорастворимым или нефтерастворимым отсортированными веществами. Водорастворимый целесообразно применять в водных скважинах. Нефтерастворимые – в нефтенасыщенных коллекторах. При этом средний размер частиц кольматанта должен равняться или немного превышать 1/3 среднего размера пор породы, а его концентрация должна быть не менее 5% по объему от общего объема твердой фазы бурового раствора. В качестве сводообразующего материала в буровых растворах на водной основе большинство сервисных компаний предлагают водорастворимые полисахариды (крахмальные реагенты и биополимеры), но можно использовать незначительные количества бентонитового глинопорошка и конденсированную твердую фазу.

Кроме требований к составу твердой фазы необходимо обратить внимание на возможные химические реакции с остаточной водой в нефтяных пластах и пластовым флюидом. Так, например, присутствие в пластовой нефти смол, асфальтенов, парафинов, нафтеновых кислот и других приводит к образованию устойчивых обратных эмульсий, которые ухудшают проницаемость ПЗП и снижают производительность скважины. Степень ухудшения зависит от присутствия в фильтрате бурового раствора ПАВ-эмульгаторов второго рода, металлических и кремнийорганических соединений. Высокая щелочность может привести к омылению пластовой нефти и образованию нерастворимой твердой фазы в фильтрационных каналах. Присутствие в остаточной воде некоторых ионов может способствовать кольматации ПЗП нерастворимыми соединениями такими как:

- $\text{CaCO}_3$  при использовании хлоркальциевого раствора и присутствии в остаточной воде  $\text{CO}_3^{2-}$ ;
- $\text{CaSO}_4$  – хлоркальциевый раствор и  $\text{SO}_4^{2-}$  в остаточной воде;

▪ нерастворимые гуматы и акрилаты при обработке бурового раствора соответствующими химическими реагентами и присутствием в воде ионов поливалентных металлов.

Считается, что сохранение коллекторских свойств возможно повышением минерализации фильтрата буровых растворов на водной основе. Однако не надо забывать, что все электролиты по характеру влияния на свойства ПЗП делятся на 3 группы:

- электролиты, снижающие фильтрационную характеристику по сравнению с пресной водой;
- электролиты, улучшающие фильтрационную характеристику;
- электролиты, воздействие которых можно считать не существенным.

По степени улучшения параметров фильтрационных каналов по сравнению с пресной водой электролиты можно разместить следующим образом:



Вышеперечисленное рекомендуется использовать при обосновании бурового раствора на водной основе.

#### Пример обоснования бурового раствора

В соответствии с п.1.7 для обеспечения безаварийных условий строительства скважины и эффективной работы породоразрушающего инструмента необходимо, чтобы буровой раствор обладал ингибирующими и кольматирующими свойствами, содержал в своем составе смазочные материалы и буровые детергенты для предупреждения прихватов бурильного инструмента, а также создавал условия для достижения высоких показателей работы долот.

Анализ промысловых материалов показал, что для вскрытия данного интервала используется ингибирующий хлоркалийевый раствор,

обработанный лигносульфонатами и КМЦ. Содержание бентонитового глинопорошка составляло в среднем  $60 \text{ кг/м}^3$ . Буровой раствор периодически обрабатывался кольматирующим материалом для предупреждения поглощений. При этом плотность соответствовала проектным значениям, показатель фильтрации – 10-12 мл за 30 минут, условная вязкость по ПВ-5 – 50-60 с. Применение кольматирующих добавок позволило снизить интенсивность поглощений бурового раствора, но сохранились условия для образования сальников на долоте, перехода глинистой фазы в состав бурового раствора. Отмечались затяжки бурильного инструмента при подъеме, резкое увеличение реологических характеристик и гидродинамических давлений, увеличились затраты на обработку бурового раствора и транспортные расходы.

Все вышесказанное указывает на недостаточное количество смазочных материалов, отсутствие детергентов и чрезмерное количество коллоидной глинистой фазы.

В настоящее время разработано и используется большое количество буровых растворов с пониженным содержанием глинистой фазы и улучшенными смазочными свойствами, разработанные сервисными компаниями и научными подразделениями. Так, например, полимер-калиевые малоглинистые и безглинистые растворы следующих составов....(дать составы из паспортов или технической литературы с соответствующими ссылками). Все рассмотренные промывочные жидкости близки как по своим составам, так и свойствам, поэтому в первую очередь необходимо учесть возможность предупреждения поглощений и исключить дорогостоящие химические реагенты.

Таким образом, в данном интервале рекомендуем использовать буровой раствор следующего состава (*дать компонентный состав с расшифровкой, функциональным назначением и количественным содержанием ( $\text{кг/м}^3$ ) химических реагентов и материалов*). В качестве запасного варианта можно предложить буровой раствор (*дать компонентный состав с*

*расшифровкой, функциональным назначением и количественным содержанием (кг/м<sup>3</sup>) химических реагентов и материалов).*

### 2.3. Обоснование реологических свойств бурового раствора

Реологические свойства буровых растворов играют значительную роль в процессе углубления скважины. Они влияют на очистку забоя скважины и вынос выбуренной породы на поверхность, эффективность работы гидравлических забойных двигателей, предупреждение таких осложнений как поглощения, потеря устойчивости стенок скважины, проявление пластовой жидкости, прихват бурильного инструмента. В определенной степени реологические свойства влияют и на показатели работы долот.

Известно, что поведение потока при ламинарном течении связано с характеристиками текущей жидкости реологическими уравнениями, которые являются математическими (реологическими) моделями, характеризующими идеальное поведение реальных тел. К таким моделям относят ньютоновскую и неньютоновские (бингамовская вязкопластичная, псевдопластичная, дилатантная и другие). Большинство буровых растворов, в которых содержатся вещества, размеры частиц и молекул в которых намного больше, чем размеры молекул и ионов неорганических реагентов, подчиняются законам неньютоновских жидкостей. Значительное число глинистых суспензий (стабилизированные, ингибирующие, минерализованные), буровые растворы с конденсированной твердой фазой, аэрированные жидкости обладают свойствами вязко-пластичных систем, которые описываются уравнением Шведова-Бингама:

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\epsilon} \quad (2.9)$$

где  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига, Па;

$\eta$  – пластическая вязкость, Па·с;

$\dot{\epsilon}$  – скорость сдвига, с<sup>-1</sup>.

Буровые растворы, которые содержат только полимеры или полимеры с незначительным количеством твердой фазы, можно представить, как правило, как псевдопластичные жидкости, т.е. они ведут себя при высоких скоростях сдвига так, как будто обладают предельным напряжением сдвига:

$$\tau = K(\dot{\epsilon})^n \quad (2.10)$$

где  $K$  – показатель консистенции, Па·с<sup>n</sup>;

$n$  – показатель нелинейности.

Однако большинство буровых растворов занимают промежуточное положение между вязко-пластичными и псевдопластичными (степенными) жидкостями. В связи с этим в курсовой работе выбор реологических свойств базируется на модели бингамовской жидкости.

Выбор оптимальных реологических свойств является очень сложной задачей, что связано с многообразием целей, которых необходимо достичь. При этом требования часто оказываются взаимоисключающими. Например, для очистки забоя скважины и повышения показателей работы долот буровой раствор должен быть «маловязким», а для выноса выбуренной породы на поверхность, особенно в скважинах большого диаметра, он должен обладать достаточно высокой вязкостью (особенно ее структурной составляющей). В определенной степени таких противоречий можно избежать при использовании разжижающегося при сдвиге бурового раствора (на забое), в котором при остановке циркуляции или снижении скорости сдвига (в кольцевом пространстве) образуется структура, позволяющая удерживать частицы выбуренной породы и обеспечить их вынос на поверхность. Такой раствор характеризуется высоким значением отношения динамического напряжения сдвига к пластической вязкости и низким значением показателя нелинейности. По мнению значительного числа исследователей [ ] отношение динамического напряжения сдвига к пластической вязкости должно быть больше 150 с<sup>-1</sup> для размыва мелкодисперсного шлама. Верхний предел, установленный Крыловым В.И. и другими [ ], равен 400 с<sup>-1</sup>. При этом показатель нелинейности должен быть в пределах 0,3...0,65 [ ].

В основной части курсовой работы не стоит задача оптимизации реологических характеристик бурового раствора, поэтому воспользуемся простейшими формулами [], которые учитывают только плотность бурового раствора:

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho - 7,0 \quad (2.11)$$

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho - 0,022 \quad (2.12)$$

где  $\rho$  – плотность бурового раствора,  $\text{кг/м}^3$ .

При использовании стандартных рецептур буровых растворов полученные значения реологических констант могут быть скорректированы. При наличии большого объема информации использования предлагаемых в курсовой работе буровых растворов выбор реологических констант осуществляется на основе статистической обработки промышленного материала. При этом основным критерием является эффективность работы долота на забое скважины.

Для качественной характеристики реологических свойств и периодического контроля консистенции (подвижности) бурового раствора широко используется параметр «*условная вязкость*», который связан с течением жидкости и деформацией. Как отмечалось ранее, консистенция бурового раствора оказывает существенное влияние на качество очистки забоя скважины от выбуренной породы, а, следовательно, на показатели работы долот. Использование высоковязких растворов увеличивает толщину застойной зоны над поверхностью забоя, не обеспечивает быстрое освобождение и вовлечение частиц выбуренной породы с забоя в восходящий поток, замедляет процесс проникновения раствора в поры и трещины горных пород на забое скважины. В связи с этим долото работает не по чистому забою, а по шламу, расходуя часть подводимой энергии на его дополнительное дробление. Одновременно повышаются гидравлические сопротивления в элементах циркуляционной системы и ухудшается работа механизмов по очистке бурового раствора от шлама и газообразной фазы.



«Условная вязкость» выбирается с учетом геологических особенностей разреза, диаметра скважины, а также способов бурения. При этом обязательно учитывается состав бурового раствора. Для неосложненных условий бурения «условная вязкость», как правило, имеет значение менее 40 с. (по воронке ПВ-5) и зависит только от типа бурового раствора. При прохождении высокопроницаемых поглощающих пластов, неустойчивых сыпучих и литифицированных глинистых пород, а также утяжеленных буровых растворов «условная вязкость» может иметь повышенные значения. Уровень повышения вязкости при этом будет зависеть от характера осложнений. Например, при бурении в несвязных породах (песок) параметр «условная вязкость» необходимо поддерживать в зависимости от диаметра долот от 50 до 80 с. (чем больше диаметр долота, тем больше «условная вязкость»), в аргиллито-мергелистых породах – 40 – 50 с. Исключение могут составить соленасыщенные и полимер-солевые системы, а также буровые растворы с адгезионными кольматантами, которые предупреждают разупрочнение стенок скважины за счет физико-химических процессов. При использовании гидравлических забойных двигателей «условная вязкость» не должна превышать 40 с.

Если для контроля за параметрами бурового раствора предусматривается использование иностранных комплектов приборов, в частности воронки Марша, то необходимо это указать в курсовой работе. При этом учитывается повышенное значение объема вытекающей жидкости (воронка Марша – 0,946 л, ПВ-5 – 0,5 л, а водное число соответственно 26 и 15 с.).

В качестве заключения необходимо отметить, что реологические параметры, а в дальнейшем и другие свойства бурового раствора должны быть внесены в таблицу **Регламента**, причем в виде предельных значений. Например, УВ = 40-50 с. или  $\tau_0 = 3-4$  Па. При этом расчетные значения по формулам 2.9 и 2.10 находятся между этими предельными значениями (например,  $\tau_0 = 3,3$  Па).

## 2.4. Расчет и обоснование структурно-механических характеристик

Способность бурового раствора удерживать выбуренную породу во взвешенном состоянии при остановках циркуляции является его важной функцией. Наряду с этим структурно-механические свойства могут быть полезны для предупреждения или снижения интенсивности поглощения в проницаемые породы и кавернообразования в литифицированных глинах. Структурно-механические свойства принято оценивать статическим напряжением сдвига. Причем, для оценки тиксотропности – значениями статического напряжения сдвига за 1 и 10 минут покоя (в иностранных стандартах 10 с и 10 мин.). Значения СНС можно обосновать с учетом собственных лабораторных или промысловых исследований. При этом за критерии оптимальных значений СНС является седиментационная устойчивость утяжеленных буровых растворов или растворов, в которых содержится определенное количество выбуренной породы, и величина гидродинамических давлений при спуско-подъемных операциях и пуске насосов. Дело в том, что при высоких значениях СНС, обеспечивающих хорошую удерживающую способность, имеет место затруднение при продавке бурового раствора в момент начала циркуляции; возникает эффект значительного поршневания, что может привести к нефтегазоводопроявлениям и осыпанию неустойчивых отложений при подъеме инструмента и поглощению промывочной жидкости или даже к гидроразрыву пород при его спуске. Как правило, для обеспечения седиментационной устойчивости утяжеленных баритом буровых растворов достаточно поддерживать СНС на уровне 2,0 - 5,0 Па.

В настоящее время существуют расчетные методы выбора СНС ( $\theta$ ) с учетом гранулометрического состава выбуренной породы и утяжелителя, плотности бурового раствора и его реологических свойств []. Основная расчетная зависимость была предложена Гаррисоном [] и имеет вид:

$$\theta_{\tau} = \frac{\theta \cdot k \cdot t}{(1 + kt)} \quad (2.13)$$

где  $t$  – время пребывания бурового раствора в покое в секундах. При  $t = 60$  с определяется СНС за 1 минуту ( $\theta_1$ ), при  $t = 600$  с соответственно СНС за 10 минут покоя ( $\theta_{10}$ )

$\theta$  – минимальное значение статического напряжения сдвига, необходимого для удержания наиболее крупных частиц:

$$\theta = \frac{D_m \cdot (\rho_n - \rho) g}{6m} \quad (2.14)$$

где  $\rho$  – плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_n$  – плотность породы, г/см<sup>3</sup> (из табл. 1.2 или 2.4);

$m$  – коэффициент, зависящий от формы частиц выбуренной породы или утяжелителя (см. табл. 2.4);

$D_m$  – эффективный диаметр наиболее крупных частиц выбуренной породы в см. Определяется по формулам:

$$D_m = 0,35 + 0,037 D_d \quad (2.15)$$

$$D_m = 0,2 + 0,035 D_d \quad (2.16)$$

где  $D_d$  – диаметр долота, см.

Формула 2.15 используется для долот с фрезерованным вооружением, например, С, МС и т.д. Формула 2.16 – для зубковых долот и долот истирающе-режущего типа.

Коэффициент «**k**» в формуле 2.11 учитывает факторы, влияющие на скорость седиментации, в том числе в призабойной зоне. Коэффициент «**k**» определяется по нижеприведенным формулам:

$$k = - \frac{m \cdot B \cdot c \cdot \theta \cdot \bar{D}}{3 \cdot \eta \cdot h \cdot c_0} \cdot \left[ \ln \left( 1 - \frac{\bar{D}}{D_m} \right) + \frac{\bar{D}}{D_m} \right] \quad (2.17)$$

$$k = \frac{0,0667 \cdot m' \cdot c_y \cdot \theta \cdot \bar{D}_y}{6 \cdot \eta} \cdot \left[ \frac{\rho_y}{\rho} - 1 \right] \cdot \left[ \ln \left( \frac{D'_y}{D'_y - \bar{D}_y} \right) - \frac{\bar{D}_y}{D'_y} \right] \quad (2.18)$$

где  $\bar{D}$  – средний эффективный диаметр частиц шлама, см (табл. 2.4);

$C_0$  – содержание выбуренной породы в осадке на забое, доли %. Для расчетов принимают 0,50-0,75;

$h$  – высота осадка на забое скважины, см ( $h = 50 \dots 300$  см);

$B$  – коэффициент, который определяется по формуле:

$$B = \frac{1}{1 + 0,034 \frac{(\bar{D})^{1,5}}{\eta} \cdot [\rho(\rho_n - \rho) \cdot g]^{0,5}} \quad (2.19)$$

$\eta$  – пластическая вязкость, Пз;

$C$  – содержание выбуренной породы в циркулирующем растворе, доли %. Определяется по формуле:

$$C = \frac{V_n (1 - \varepsilon)}{2V_p} \quad (2.20)$$

$\varepsilon$  – степень очистки бурового раствора от шлама, доли % (Табл. 2.5);

$V_{\Pi}$  – объем выбуренной породы, м<sup>3</sup>. Определяется по максимальной длине интервала бурения:

$$V_{\Pi} = 0,785 \cdot k_{\text{кав}} \cdot D_{\text{д}}^2 \cdot \Delta H \quad (2.21);$$

$$\Delta H = H_i - H_{i-1} \quad (2.22);$$

$H_i$  – глубина бурения данным диаметром долота, м;

$H_{i-1}$  – глубина спуска предыдущей обсадной колонны, м;

$k_{\text{кав}}$  – коэффициент кавернозности;

$V_p$  – объем циркулирующего раствора, м<sup>3</sup>:

$$V_p = V_{\Pi} + 0,785 D_{\text{вн}}^2 \cdot H_{i-1} \quad (2.23)$$

где  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, м.

$C_{\text{ут}}$  – концентрация утяжелителя в объеме циркулирующего раствора, доли %

$\check{D}_{\text{ут}}$  – средний эффективный диаметр частиц утяжелителя, см;

$D'_{\text{ут}}$  – максимальный диаметр частиц утяжелителя, которые удерживаются во взвешенном состоянии при  $\theta = \theta'$ , т.е.:

$$D'_y = \frac{6 \cdot m \cdot \theta}{(\rho_y - \rho) \cdot g} \quad (2.24)$$

Если используется неутяжеленный или утяжеленный буровой раствор плотностью менее 1500 кг/м<sup>3</sup>, то в расчетах используется коэффициент «**k**», определенный по формуле (2.17). Во всех остальных случаях – по формулам (2.17) и (2.18). Максимальное значение «**k**» из них используют для определения СНС по формуле (2.13).

Значения СНС, полученные по формулам, должны быть откорректированы в зависимости от типа раствора и рекомендаций, разработанных С.Ю. Жуховицким:

$$\theta_{10} = (1,5 \div 2) \theta_1 \quad (2.25)$$

Ниже приведен порядок расчета на конкретном примере.

Таблица 2.4 – Усредненные данные к расчету СНС

Название горной породы	Плотность породы, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент m	Значение диаметра $\check{D}$ , см	Примечание
Слаболитифицированные глины	до 2,7 (1,9...2,7)	2,5	0,001...0,01	Расчет СНС для удержания глин не проводится
Аргиллит, глинистый сланец	2,4...2,7	2,2...2,5	0,3...0,5	Нижний предел $\check{D}$ – для алмазных долот Верхний - для шарошечных долот
Алеврит	2,5...2,7	2,0	0,3...0,4	
Мергель	2,6...2,65	2,2...2,3	0,3...0,5	
Известняк	2,65...2,75	1,8...2,0	0,2...0,4	
Доломит	2,81...2,83	1,8	0,2...0,4	
Песок, песчаник	2,4...2,73	1,6	0,08...0,35	Зависит от зернистости
Барит	4,2...4,4	1,8	0,005...0,01	

#### Пример расчета СНС бурового раствора

Дано:

Плотность бурового раствора – 1700 кг/м<sup>3</sup> (плотность утяжелителя 4200 кг/м<sup>3</sup>).

Плотность бурового раствора до ввода утяжелителя – 1200 кг/м<sup>3</sup>.

Пластическая вязкость – 0,038 Па·с = 0,38 Пз.

Диаметр долота – 215,9 мм. Долото – зубковое.

Диаметр обсадной колонны – 245 мм.

Толщина стенки обсадной трубы – 10 мм.

Глубина бурения – 4000 м.

Глубина спуска обсадной колонны – 3000 м.

Порода – доломит (плотность породы  $2800 \text{ кг/м}^3$ , коэффициент формы  $m=1,8$ , средний эффективный диаметр частиц – 0,3 см).

Коэффициент кавернозности – 1,1.

Используется полимер-глинистый ингибирующий буровой раствор и одноступенчатая очистка (вибросито), что обеспечивает степень удаления частиц выбуренной породы 0,6.

Принимаем концентрацию осадка на забое  $C_o=0,5$  при высоте осадка 100см, что не вызовет чрезмерных затруднений при возобновлении углубления скважины и циркуляции бурового раствора.

Таблица 2.5 – Степень очистки  $\epsilon$  в зависимости от средств механической очистки

Название горной породы	Одноступенчатая	Двухступенчатая	Трехступенчатая	Трехступенчатая и центрифуга
Слаболитифицированные глины	0,2...0,3	0,35...0,55	0,5...0,6	до 0,8
Аргиллит, глинистый сланец	0,3...0,35	0,4...0,65	0,65...0,75	до 0,9
Алевролит	0,3...0,45	0,45...0,65	0,7...0,8	до 0,92
Мергель	0,35...0,45	0,4...0,65	0,7...0,8	до 0,95
Известняк	0,3...0,45	0,4...0,65	0,7...0,8	до 0,95
Доломит	0,4...0,45	0,45...0,65	до 0,85	0,95
Песок, песчаник	0,3...0,45	0,4...0,6	до 0,85	0,98

### ***Решение***

1. Определяем  $D_m$  по формуле (2.16).

$$D_m = 0,2 + 0,035 \cdot 21,59 = 0,96 \text{ см}$$

2. Определяем  $\theta'$  по формуле (2.14).

$$\theta' = 0,96 \cdot (2,8 - 1,7) \cdot 981 / 6 \cdot 1,8 = 95,92 \text{ дПа}$$

3. Вычисляем объемы по формулам (2.21) и (2.23).

$$\text{- объем породы } V_{\text{п}} = 0,785 \cdot 1,1 \cdot 0,2159^2 \cdot (4000 - 3000) = 40,25 \text{ м}^3$$

$$\text{- объем циркулирующего раствора } V_{\text{р}} = 40,25 + 0,785(0,245 - 2 \cdot 0,01)^2 \cdot 3000 = 159,5 \text{ м}^3.$$

4. Определяем концентрацию выбуренной породы в объеме бурового раствора по формуле (2.20).

$$C = 40,25 (1 - 0,6) / 2 \cdot 159,5 = 0,05.$$

5. Вычисляем концентрацию утяжелителя в буровом растворе.

$$C_y = (1700 - 1200) / (4200 - 1200) = 0,17$$

6. Определяем коэффициент В по формуле (2.19).

$$B = 1 / \{ 1 + 0,034 \cdot 0,3^{1,5} \cdot [1,7(2,8 - 1,7)981]^{0,5} / 0,38 \} = 0,61$$

7. Определяем  $D_{\text{ут}}$  по формуле (2.24)

$$D_{\text{ут}} = 6 \cdot 1,8 \cdot 95,92 / (4,2 - 1,7) \cdot 981 = 0,42 \text{ см}$$

8. Определяем коэффициенты  $k_1$  (формула 2.17) и  $k_2$  (формула 2.18).

$$k_1 = - 1,8 \cdot 0,61 \cdot 95,92 \cdot 0,05 \cdot 0,3 \cdot [\ln(1 - 0,3/0,96) + 0,3/0,96] / (3 \cdot 0,38 \cdot 100 \cdot 0,5) = 0,0018$$

$$k_2 = 0,0667 \cdot 0,17 \cdot 1,8 \cdot 95,92 \cdot 0,01 \cdot (4,2/1,7 - 1) \cdot \{ \ln[0,42/(0,42 - 0,01)] - 0,01/0,42 \} / (6 \cdot 0,38) = 0,000003$$

9. Определяем СНС за 1 и 10 минут покоя по формуле (2.13), используя результаты расчета п.8, принимая во внимание максимальное значение коэффициента «**k**» =  $k_1$ .

$$\theta_1 = 95,92 \cdot 0,0018 \cdot 60 / (1 + 0,0005 \cdot 60) = 10,1 \text{ дПа}$$

$$\theta_{10} = 95,92 \cdot 0,0018 \cdot 600 / (1 + 0,0005 \cdot 600) = 79,7 \text{ дПа}$$

Корректируем с учетом состава бурового раствора и формулы (2.23) и принимаем:

$$\theta_1 = 40 \div 50 \text{ дПа}$$

$$\theta_{10} = 70 \div 80 \text{ дПа}$$



## 2.5. Обоснование фильтрационных характеристик и рН

Величина фильтрационных потерь бурового раствора имеет исключительно важное значение при строительстве и заканчивании скважины. При этом показатель фильтрации может играть как отрицательную, так и положительную роль. При повышенной фильтрации бурового раствора на водной основе фильтрат быстрее проникает в породу забоя, снижая ее прочность, и выравнивает внутрипоровое давление в породе до гидростатического давления столба бурового раствора. Все это положительно отражается на эффективности разрушения горных пород и показателях работы долот. В то же время высокий показатель фильтрации при наличии неустойчивых пород в разрезе (в основном литифицированных глин) способствует интенсивному их осыпанию или выпучиванию в ствол скважины, что сопровождается проработками ствола, затяжками при подъеме бурильного инструмента, а иногда его прихватами.

При вскрытии продуктивных отложений, представленных коллекторами с глинистым цементирующим составом, происходит его набухание, что ухудшает проницаемость вокруг ствола скважины. Глубина проникновения фильтрата в ПЗП в значительной степени зависит от величины показателя фильтрации бурового раствора и продолжительности контакта с коллектором, что в свою очередь сопровождается снижением его проницаемости, увеличением времени освоения скважины и уменьшением ее производительности.

Наряду с изложенным следует иметь в виду, что в большинстве случаев при высоком уровне фильтрации промывочной жидкости в интервале проницаемых пород формируются толстые фильтрационные корки, которые могут вызвать необходимость проработки ствола скважины, способствуют сальникообразованию и прихватам бурильного инструмента. Особую опасность такие фильтрационные корки представляют в газонасыщенных интервалах большой мощности, когда репрессия на пласт по мере углубления

возрастает и может достигнуть значительных величин. Для предупреждения осложнений и аварийных ситуаций необходимо предусмотреть специальные мероприятия, в том числе, для снижения проницаемости фильтрационных корок (химическая обработка и т.п.) и горных пород (добавка кольматантов), а также липкости фильтрационных корок (смазочные материалы).

Таким образом, фильтрационные свойства, необходимые для успешного строительства скважины, зависят в первую очередь от природы разбуриваемых пластов.

**Устойчивые породы низкой проницаемости**, такие как плотные карбонаты, песчаники, сульфатные породы, обычно можно разбуривать без регулирования или при слабом контроле показателя фильтрации (если позволяют пластовые давления, то на технической воде). При обосновании фильтрационных характеристик в таких условиях необходимо учитывать только состав бурового раствора и сохранение его стабильности.

**Набухающие и литифицированные глины** чувствительны к действию воды, поэтому необходимо ограничивать значение показателя фильтрации. Причем, в пресных растворах ограничение фильтрации может быть значительнее, чем в ингибирующих, т.к. в последнем случае присутствие ингибиторов оказывает гидрофобизирующее действие на водочувствительные глины и способствует выравниванию химического потенциала. Тем не менее для большинства буровых растворов на водной основе, предлагаемых к использованию в условиях вскрытия глинистых пород, рекомендуют поддерживать показатель фильтрации не более  $8 \text{ см}^3$  за 30 минут.

**При бурении в нецементированных породах** (песок), как правило, предусматривают повышенные значения показателя фильтрации и коркообразования (до  $15 \text{ см}^3$  за 30 минут), что позволяет предупредить осыпание стенок скважины за счет быстроформирующейся внутрискважинной фильтрационной корки.

**Вскрытие продуктивных пластов** требует ограничение показателя фильтрации для предупреждения негативного воздействия на их

коллекторские свойства и флюидоотдачу. В зависимости от вещественного состава продуктивного пласта и его свойств показатель фильтрации изменяется от 2 до 6 см<sup>3</sup> за 30 минут.

В качестве одного из технологических мероприятий при вскрытии поглощающих пластов является увеличение показателя фильтрации с одновременным снижением стабильности бурового раствора, но такие решения, как правило, включают в план работ по предупреждению и ликвидации осложнения.

**pH** - это формализованное выражение концентрации ионов водорода, которое играет значительную роль в технологии буровых растворов. Необходимо отметить, что эффективность работы химических реагентов-стабилизаторов в значительной степени зависит от величины pH, особенно в присутствии неорганических ингибиторов и минерализаторов. При этом pH поддерживается в щелочной области. Например, КМЦ обладает максимальной эффективностью при  $pH = 8 \div 9,5$ , а при  $pH > 11$  реагент начинает деполимеризоваться. Для большинства лигносульфонатов оптимальные значения pH составляют  $8 \div 10$ . Активность гуматных реагентов требует еще большей щелочности. Для акриловых полимеров область изменения pH более широкая и составляет  $8 \div 11$ . Кроме того по изменению величины pH можно определить присутствие вредных примесей, таких как цемент (pH повышается до 10-11), кислых газов и пластовых вод (pH переходит в кислую область), а также возможные микробиологические процессы (например, при обработке полисахаридами). В современных буровых растворах поддерживают pH в пределах  $8 \div 9$ . Более высокие значения pH (даже если это может иметь положительный эффект с точки зрения сохранения стабильности буровых растворов, обработанных полимерными реагентами) не всегда допустимы с точки зрения сохранения устойчивости глинистых пород и предупреждения ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов. Но в некоторых случаях для предупреждения «загнивания» раствора pH поднимают до  $10 \div 11$ , а при наличии опасности

сероводородной агрессии и выше (при условии использования реагентов, устойчивых к высоким значениям pH).

## 2.6. Контроль качества бурового раствора

В курсовой работе необходимо предусмотреть стандартные методы и приборы, обеспечивающие контроль качества бурового раствора. Желательно, чтобы при этом учитывался состав бурового раствора. Например, при использовании эмульсионных растворов должно быть учтено, что их агрегативная устойчивость (стабильность) контролируется специальным тестером (тестер электростабильности). Применение ингибирующих растворов требует постоянного контроля не только фильтрационных, реологических характеристик, плотности и pH, но и за содержанием ингибирующей добавки (например, хлорида калия), т.е. должен быть блок анализа фильтрата бурового раствора.

## 3 РАСЧЕТ МАТЕРИАЛОВ И ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

Для выполнения данного раздела используются фактические или проектные значения скорости бурения, конструкция скважины (табл. 1.7), данные о составе циркуляционной системы (количество и объем приемных и запасных емкостей), а также составы буровых растворов (см. 2.1).

### 3.1. Расчет объемов буровых растворов

Объем бурового раствора под каждую колонну определяется по формуле:

$$V = V_i + V_{исх} \quad (3.1)$$

где  $V$  – общий объем бурового раствора при бурении под колонну.

$V_i$  – объем бурового раствора, необходимый для бурения в данном интервале, м<sup>3</sup>;

$$V_i = n \cdot \Delta \ell \quad (3.2)$$

$n$  – норма расхода бурового раствора с учетом скорости бурения, диаметра долота и обработки раствора (Приложение 3 таблица 1), м<sup>3</sup>/м;

$\Delta \ell$  – длина интервала скважины, соответствующая данной норме, м;

$V_{исх}$  – исходный объём бурового раствора, м<sup>3</sup>;

$$V_{исх} = V_{скв} + V_{ёмк} \quad (3.3)$$

$V_{скв}$  – объем раствора в скважине до перехода на новую систему или утяжеленную промывочную жидкость. м<sup>3</sup>;

$V_{ёмк}$  – объём приемных емкостей, м<sup>3</sup> (под направление и кондуктор принимают объем одной емкости).

Расчетные объемы бурового раствора представить в виде таблицы (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Объемы бурового раствора

Интервал бурения	Глубина спуска обсадной колонны	Диаметр, м		Толщина стенки обсадной колонны, м	Объёмы, м <sup>3</sup>			Суммарный объём бурового раствора, м <sup>3</sup>
		колонны (D <sub>нк</sub> )	долота (D <sub>л</sub> )		скважины V <sub>скв</sub>	ёмкости V <sub>ёмк</sub>	в интервале бурения	

### 3.2. Расчет количества глиноматериалов и утяжелителя

Потребное количество *глинопорошка* (кроме растворов на углеводородной основе) безглинистых полимерных и биополимерных и с конденсированной твердой фазой по одной из формул:

$$Q_{гл} = n_{гл} \cdot V \quad (3.4)$$

$$Q_{гл} = n_{гл} \cdot V_i \quad (3.5)$$

где  $n_{гл}$  – нормы расхода глинопорошка для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора, т/м (Приложение 3. Таблица 2; буровые растворы с

низким содержанием твердой фазы – таблица 8; соленасыщенный – таблица 10);

$Q_{\text{гл}}$  – количество глинопорошка в т.

Количество глинопорошка по формуле (3.4) определяется при полной замене бурового раствора на жидкость нового состава.

Количество глинопорошка по формуле (3.5) определяется при использовании во всех интервалах одинаковой или близкой по составу промывочной жидкости.

Количество *утяжелителя* определяется по одной из следующих формул:

$$Q_{\text{ут}} = n_{\text{ут}} \cdot a \cdot V \quad (3.6)$$

$$Q_{\text{ут}} = n'_{\text{ут}} \cdot a' \cdot V_i \quad (3.7)$$

$$Q_{\text{ут}} = n'_{\text{ут}} \cdot a' \cdot V_i + n''_{\text{ут}} \cdot a'' \cdot V_{\text{скв}} \quad (3.8)$$

где  $Q_{\text{ут}}$  – количество утяжелителя в т:

$n_{\text{ут}}$ ,  $n'_{\text{ут}}$ ,  $n''_{\text{ут}}$  – норма расхода утяжелителя на 1 м<sup>3</sup> раствора при увеличении плотности на каждые 100 кг/м<sup>3</sup> соответственно при полной замене бурового раствора, при восполнении раствора свежими порциями и для исходного раствора в скважине при изменении в дальнейшем плотности бурового раствора (Приложение 3, таблица 3);

$a$ ,  $a'$ ,  $a''$  – коэффициент повышения плотности бурового раствора по сравнению с исходной соответственно при полной замене раствора (свежеприготовленный), при восполнении раствора в процессе углубления скважины (свежеприготовленный), при доутяжелении раствора, используемого в предыдущем интервале.

$$a = (\rho_y - \rho_{\text{исх}})/100,$$

$\rho_y$  – плотность утяжеленного бурового раствора (по заданию), кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{исх}}$  – исходная плотность утяжеляемого бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>.

Во всех случаях исходную плотность свежеприготовленного бурового раствора следует применять равной:

1150 кг/куб, м – пресные и ингибирующие буровые растворы;  
980 кг/куб.м – безводная суспензия;  
1080 кг/куб.м – инвертно-эмульсионный раствор;  
1170 кг/куб, м – соленасыщенный и гидрогелевый раствор;  
1050 кг/куб.м – буровые растворы с низким содержанием твердой фазы.

### 3.3. Расчет количества химических реагентов и специальных материалов

Количество реагентов, входящих в составы буровых растворов, определяется по одной из следующих формул:

$$Q_p = b \cdot c \cdot n_p \cdot V \quad (3.9)$$

$$Q_p = b \cdot c \cdot n_p \cdot V_i \quad (3.10)$$

где  $Q_p$  – количество реагента согласно рецептуре раствора, т;

$b$  – понижающий коэффициент при комбинированных обработках (Приложение 3, таблица 4 и 5);

$c$  – повышающий коэффициент при дополнительных условиях (Приложение 3, таблица 4 и 5);

$n_p$  – норма расхода химического реагента, т/м<sup>3</sup> (Приложение 3, таблица 4–11).

Формула (3.9) используется при полном изменении рецептуры бурового раствора в интервале. Формула (3.10) – при восполнении предыдущего раствора в процессе углубления скважины.

## 4 СПЕЦВОПРОС

**Данный раздел выполняется студентами дневной формы обучения.**

Тема спецвопроса может быть выбрана на основании анализа проблем при строительстве скважин на месторождении или в соответствии с Приложением 2 и согласована с руководителем курсовой работы.

Спецвопрос может быть представлен в виде:

- обзора современных достижений технологии буровых растворов в предупреждении определенного вида осложнения, повышения качества вскрытия продуктивных пластов, улучшения условий работы долота на забое скважины и т.п.;
- анализа фактических материалов по использованию новых растворов, химических реагентов, механических средств по приготовлению, очистке и утилизации буровых растворов;
- анализа собственных лабораторных исследований.

Объем спецвопроса должен быть не менее 10 стр. и должен содержать выводы по возможности использования полученных результатов на месторождении.

#### Список литературы

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: ПБ 08-624-03. – М.: Госгортехнадзор России. – 2003. – 208 с.
2. Маковой Н. Гидравлика бурения [Текст]/ Н. Маковой. – М.:Недра. – 1986. – 536 с.
3. Крылов В.И. Особенности технологии промывки горизонтальных скважин [Текст]/ В.И. Крылов, В.В. Крецул // Нефтяное хозяйство. – №6. – 2001. – С. 36 – 40.
4. Резниченко И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов [Текст] / И.Н. Резниченко.-М.: Недра. –1982. – 230 с.
5. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы [Текст]: учеб. пособие для вузов /А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. – М.: ОАО “Издательство Недра”.-1999. – 424 с.
6. Справочник инженера по бурению. Т.1 [Текст] /Под ред. В.И. Мищевича, Н.А. Сидорова. – М.:Недра. – 1975. – с. 380-400.
7. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов[Текст] /В.И. Рябченко. –М.: Недра. – 1990. – 142 с.



8. Булатов А.И. Технология промывки скважин [Текст] /А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра. – 1981. – 264 с.
9. Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с низким содержанием твердой фазы [Текст] / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес. – М.:Недра. – 1985. – 160 с.
10. Уляшева Н.М. Технология полимерных буровых растворов [Текст] :учеб. пособие / Н.М. Уляшева. – Ухта: Ухтанефтегазгеология. –1992. – 92 с.
11. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам [Текст] /А.Н. Ананьев. – Волгоград: Интернешнл Касп Флюидз. – 2000. – 142.
12. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов [Текст] /Э.Г. Кистер. – М.: Недра. – 1976. – 520 с.
13. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст] : пер. с англ./ Дж.Р. Грей, Г.С.Г Дарли. – М: Недра. – 1985. –509 с.
14. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении [Текст] /В.Д. Городнов. – М.: Недра. – 1984. – 229 с.
15. Войтенко В.С. Прикладная геомеханика в бурении [Текст] / В.С. Войтенко. – М.: Недра. –1990. –252 с.
16. Сеид-Рза М.К. Устойчивость стенок скважин [Текст] / М.К. Сеид-Рза, Ш.И. Исмайылов, Л.М. Орман. – М.: Недра. – 1981. – 189 с.
17. Методика выбора комплекса мероприятий для предупреждения и ликвидации осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород в процессе бурения [Текст]: РД 39-0147009-723-88. – Краснодар. – 1988. – 42 с.
18. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов [Текст] /В.Л. Михеев. – М.: Недра. – 1979. – 301 с.
19. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий [Текст] / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э Аваков. – М.: Недра. – 1989. – 135 с.

20. Уляшева Н.М. Технология буровых жидкостей [Текст] : учеб. пособие /Н.М. Уляшева. – Ухта. – 2008. – 164 с.

21. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам [Текст] /Я.А. Рязанов. – Оренбург: Летопись. – 2005. – 664 с.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Глубина в масштабе	Стратиграфический индекс	Литологическая колонка	Осложнения, grad P <sub>пл</sub>	Конструкция скважины	Параметры бурового раствора	Компонентный состав бурового раствора, кг/м <sup>3</sup>	Запасной вариант бурового раствора	Примечание

В **примечании** указывается состав циркуляционной системы, особенности технологии приготовления бурового раствора, возможность использования реагентов-аналогов или дополнительных материалов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ПЕРЕЧЕНЬ АКТУАЛЬНЫХ ВОПРОСОВ

1. Современные средства механической очистки буровых растворов.
2. Влияние состава и свойств бурового раствора на работу долота.  
Особенности приготовления и регулирования свойств малоглинистых буровых растворов.
3. Методы утилизации буровых растворов и шлама.
4. Технология ингибирующих буровых растворов в набухающих глинах.
5. Ингибирование гидратации глин как способ предупреждения осложнений.
6. Безглинистые полимерные растворы и особенности их использования.
7. Технология соленасыщенных буровых растворов.
8. Особенности использования буровых растворов с конденсированной твердой фазой.
9. Буровые растворы на углеводородной основе.
10. Тяжелые жидкости.
11. Буровые растворы для бурения на морских акваториях.
12. Аэрированные промывочные агенты.
13. Технология приготовления и применения пен и афрониксов.
14. Современное состояние технологии буровых растворов в зарубежных компаниях.
15. Особенности утяжеления различных классов буровых растворов.
16. Седиментационные процессы в наклонно направленных скважинах.
17. Буровые растворы для бурения в литифицированных глинистых отложениях.
18. Буровые растворы для бурения в условиях АНПД.
19. Буровые растворы для бурения в условиях АВПД.
20. Буровые растворы для бурения в хемогенных отложениях.
21. Фильтрационные свойства буровых растворов. Их влияние на процессы бурения и крепления.

22. Реологические свойства буровых растворов и их роль при бурении скважины.
23. Особенности технологии буровых растворов при бурении в проницаемых породах.
24. Роль смазочных свойств бурового раствора в процессе бурения скважины. Регулирование смазочных свойств.
25. Влияние состава и свойств бурового раствора на качество вскрытия продуктивного пласта.
26. Особенности промывки наклонно-направленных и горизонтальных скважин.
27. Методы нейтрализации сероводорода при вскрытии сероводородосодержащих отложений. Применяемые реагенты.
28. Глиноматериалы и методы их модификации.
29. Химическая обработка буровых растворов как важный фактор безаварийной проводки скважины.
30. Кольматанты и их роль в предупреждении осложнений.
31. Прихваты. Методы предупреждения и ликвидации.
32. Предупреждение осложнений при бурении ММП.
33. Механизм образования сальников на долоте и способы их предупреждения и разрушения.
34. Дисперсно-армированные тампонажные жидкости.
35. Расширяющиеся тампонажные жидкости
36. Облегченные тампонажные жидкости.
37. Реологические свойства тампонажных растворов и их влияние на качество крепи.
38. Коррозия цементного камня.
39. Способы активации тампонажных материалов.
40. Тампонажные жидкости для крепления в условиях низких положительных и отрицательных температур.

- 41.Использование отверждающих смесей для повышения качества строительства скважин в осложненных условиях.
- 42.Высокотемпературные тампонажные смеси.
- 43.Особенности крепления скважин в солевых отложениях.
- 44.Технология восстановления свойств буровых растворов в условиях бурящейся скважины.
- 45.Технология буровых растворов для строительства скважин в морских акваториях.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Таблица 1– Норма расхода бурового раствора на 1м проходки в м<sup>3</sup> (таблица 49-413 СНИП 19-2-82)

Скорость бурения, м/ст-мес	Диаметр долота, м																										
	530		490		444,5		393,71		374,6		349,2		295,3		269,9		244,5		215,9		190,5		158,7		139,7		
	1	11	1	11	1	11	1	11	1	11	1	11	1	11	1	11	1	11	1	11	1	11	1	11	1	11	1
100	5,93	4,17	4,9	3,45	4,05	2,85	3,16	2,23	2,79	1,96	2,45	1,73	1,77	1,25	1,47	1,04	1,21	0,85	0,94	0,66	0,73	0,51	0,54	0,38	0,41	0,2	
150	5,31	3,74	4,39	3,09	3,63	2,55	2,83	1,99	2,5	1,76	2,19	1,55	1,59	1,12	1,32	0,93	1,08	1,76	0,84	0,59	0,66	0,46	0,48	0,34	0,37	0,2	
200	4,74	3,34	3,92	2,76	3,24	2,28	2,53	1,76	2,23	1,57	1,96	1,33	1,42	1	1,16	0,83	0,96	0,66	0,70	0,53	0,58	0,41	0,43	0,3	0,33	0,2	
250	4,26	3	3,52	2,48	2,91	2,05	2,27	1,6	2,01	1,41	1,76	1,24	1,28	0,9	1,07	0,75	0,86	0,61	0,68	0,48	0,53	0,37	0,38	0,27	0,3	0,2	
300	4,17	2,94	3,45	2,43	2,85	2,01	2,23	1,57	1,96	1,38	1,72	1,21	1,25	0,88	1,04	0,73	0,84	0,60	0,67	0,47	0,51	0,36	0,37	0,26	0,28	0,2	
350	3,56	2,5	2,94	2,07	2,43	1,71	1,9	1,34	1,9	1,34	1,47	1,04	1,07	0,75	0,88	0,62	0,73	0,51	0,57	0,4	0,44	0,31	0,33	0,23	0,24	0,1	
400	3,31	2,33	2,74	1,93	2,27	1,6	1,77	1,25	1,56	1,1	1,37	0,97	0,99	0,7	0,82	0,56	0,68	0,48	0,53	0,37	0,41	0,29	0,3	0,21	0,23	0,1	
450	2,85	2,25	2,36	1,66	1,94	1,37	1,52	1,07	1,34	1,04	1,16	0,83	0,84	0,6	0,71	0,5	0,58	0,41	0,45	0,32	0,36	0,25	0,26	0,18	0,2	0,1	
500	2,37	1,67	1,96	1,38	1,62	1,14	1,26	0,89	1,11	0,79	0,98	0,69	0,71	0,5	0,6	0,42	0,48	0,34	0,38	0,27	0,3	0,21	0,21	0,15	0,17	0,1	
600	2,18	1,54	1,8	1,27	1,49	1,05	1,16	0,82	1,02	0,72	0,89	0,63	0,66	0,46	0,54	0,38	0,44	0,31	0,34	0,24	0,27	0,19	0,2	0,14	0,16	0,1	
700	1,8	1,27	1,49	1,05	1,23	0,87	0,96	0,68	0,84	0,6	0,74	0,52	0,54	0,38	0,45	0,32	0,37	0,26	0,28	0,2	0,23	0,16	0,16	0,11	0,13	0,0	
800	1,71	1,2	1,41	0,99	1,17	0,82	0,91	0,64	0,81	0,57	0,71	0,5	0,51	0,36	0,43	0,3	0,34	0,24	0,26	0,2	0,21	0,15	0,16	0,11	0,11	0,0	
900	1,51	1,06	1,25	0,88	1,04	0,73	0,81	0,57	0,71	0,5	0,62	0,44	0,45	0,32	0,36	0,27	0,31	0,22	0,24	0,17	0,18	0,13	0,14	0,1	0,10	0,0	
1000	1,33	0,93	1,1	0,77	0,93	0,64	0,71	0,5	0,62	0,44	0,56	0,39	0,39	0,28	0,33	0,23	0,27	0,19	0,21	0,15	0,16	0,11	0,11	0,08	0,09	0,0	
1100	1,23	0,87	1,02	0,72	0,84	0,59	0,66	0,46	0,58	0,41	0,51	0,36	0,37	0,26	0,31	0,22	0,26	0,18	0,2	0,14	0,16	0,1	0,11	0,08	0,09	0,0	
1200	1,18	0,83	0,98	0,69	0,81	0,57	0,63	0,45	0,56	0,39	0,49	0,35	0,36	0,25	0,3	0,21	0,24	0,17	0,18	0,13	0,14	0,1	0,11	0,08	0,09	0,0	
1300 и >	1,04	0,74	0,86	0,61	0,71	0,5	0,56	0,39	0,49	0,35	0,43	0,3	0,31	0,22	0,26	0,18	0,21	0,15	0,17	0,12	0,13	0,09	0,1	0,07	0,07	0,0	

- Примечание: 1. В графе 1 даны нормы расхода бурового раствора, необработанного химическими реагентами.
2. В графе 11 даны нормы расхода бурового раствора, обработанного химическими реагентами.
3. При переходе с бурения водой на промывку буровым раствором или одного вида раствора на другой следует учитывать дополнительный объём раствора, необходимый для заполнения скважин и приёмных ёмкостей.



Таблица 2–Нормы расхода глины и воды для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора на пресной воде плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup> (таблица 49-414 СНИП 1У-2-82, приложение 10)

Плотность глины кг/м <sup>3</sup>	Плотность бурового раствора													
	1040		1060		1080		1100		1120		1140		1160	
	Количество, т/м <sup>3</sup>													
	глина	вода	глина	вода	глина	вода	глина	вода	глина	вода	глина	вода	глина	вода
1800	0,05	0,99	0,075	0,97	0,1	0,95	0,125	0,93	0,15	0,91	0,175	0,89	0,2	0,87
1900	0,046	1,04	0,068	1,02	0,09	1	0,112	0,98	0,134	0,96	0,156	0,93	0,178	0,91
2000	0,04	0,04	0,06	1,02	0,08	1	0,1	0,98	0,12	0,96	0,14	0,94	0,16	0,92
2100	0,038	1,06	0,056	1,02	0,074	1,02	0,072	1	0,11	0,98	0,128	0,96	0,146	0,94
2200	0,031	0,09	0,048	1,06	0,065	1,04	0,082	1,02	0,099	1	0,116	0,98	0,133	0,96
2300	0,029	1,08	0,044	1,06	0,059	1,04	0,074	1,02	0,09	1	0,106	0,98	0,122	0,96
2400	0,029	1,09	0,044	1,07	0,058	1,05	0,73	1,03	0,087	1,01	0,101	0,99	0,115	0,97
2500	0,029	1,09	0,042	1,07	0,055	1,05	0,068	1,03	0,081	1,01	0,094	1,00	0,107	0,98
2600	0,026	1,10	0,037	1,06	0,05	1,06	0,068	1,04	0,075	1,02	0,087	1,00	0,1	0,99
2700	0,026	1,10	0,037	1,06	0,048	1,06	0,059	1,04	0,07	1,02	0,082	1,01	0,094	1
2800	0,024	1,10	0,035	1,08	0,046	1,06	0,057	1,04	0,068	1,03	0,078	1,02	0,089	1,01

Таблица 3 – Норма расхода утяжелителей при повышении плотности промывочной жидкости на 100 кг/м<sup>3</sup> (т/м<sup>3</sup>)

Плотность исходной промывочной жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Расход утяжелителя					
	Баритовый при плотности					Карбонатный при плотности 2600 кг/м <sup>3</sup>
	3800	3900	4000	4100	4200	
1	2	3	4	5	6	7
1050	<u>0,241</u> 0,262	<u>0,238</u> 0,259	<u>0,235</u> 0,256	<u>0,233</u> 0,254	<u>0,231</u> 0,252	0,349
1100	<u>0,246</u> 0,250	<u>0,243</u> 0,264	<u>0,240</u> 0,261	<u>0,237</u> 0,256	<u>0,235</u> 0,256	0,361
1150	<u>0,250</u> 0,275	<u>0,247</u> 0,270	<u>0,244</u> 0,266	<u>0,241</u> 0,264	<u>0,238</u> 0,261	<u>0,375</u> 0,375
1160	<u>0,252</u> 0,277	<u>0,250</u> 0,274	<u>0,247</u> 0,271	<u>0,244</u> 0,268	<u>0,241</u> 0,262	0,378
1200	<u>0,255</u> 0,277	<u>0,252</u> 0,274	<u>0,249</u> 0,271	<u>0,246</u> 0,268	<u>0,243</u> 0,265	0,390
1250	<u>0,259</u> 0,282	<u>0,256</u> 0,280	<u>0,253</u> 0,277	<u>0,250</u> 0,274	<u>0,247</u> 0,271	0,405
1300	<u>0,265</u> 0,389	<u>0,262</u> 0,286	<u>0,259</u> 0,283	<u>0,255</u> 0,280	<u>0,250</u> 0,274	0,423

Примечание: 1. В числителе указан расход баритового утяжелителя, поставляемого в мешкотаре, в знаменателе – расход утяжелителя, поставляемого россыпью.

2. Влажность баритового утяжелителя – 2%, карбонатного – 10%. При использовании увлажнённого утяжелителя его расход определяется по формуле:

$$П_{\text{факт}} = 100П / (100 - (В - 2)),$$

где П – норма расхода утяжелителя по таблице 3,

В – фактическая влажность утяжелителя, %.

Таблица 4-Нормы расхода химических реагентов в пресных буровых растворах  
(т/м<sup>3</sup> обрабатываемого раствора)

№№	Химические реагенты	Норма расхода
1	Порошкообразный УЩР	0,025
2	Лигнотин	0,006
3	ФХЛС	0,010
4	КССБ-2 при разбурировании цементных стаканов, мостов или гипсо-ангидритовых пачек	0,030
5	КССБ-2	0,025
6	ВПРГ	0,005
7	КМЦ - 500 (КМЦ 9н), СМС LV	0,0072
8	КМЦ-600 (КМЦ 9с)	0,006
9	Desco	0,001
10	РАС R	0,002
11	РАС LV	0,0045
12	Полигликоль	0,015
13	Нитрилтриметилфосфоновая кислота НТФ	0,0003

Примечания: 1. При обработке утяжеленных растворов для норм расхода УЩР, ФХЛС,

КССБ, Лигнотина вводится повышающий коэффициент при плотности:

- 1250 - 1400 кг/м<sup>3</sup> - 1,2

- 1400 - 1800 кг/м<sup>3</sup> - 1,5

- 1800 кг/м<sup>3</sup> и более - 1,7

2. При комбинированных обработках реагентами для норм расхода каждого реагента вводится понижающий коэффициент:

0,5 - (КМЦ+КССБ+ВПРГ);

0,75 - (КМЦ+ВПРГ), (КМЦ+КССБ), (КССБ+ВПРГ), (УЩР + Лигнотин), (УЩР+ФХЛС), (УЩР+КССБ).

3. При значении показателя фильтрации менее 7 см<sup>3</sup>/30 минут для нормы расхода вводится повышающий коэффициент:

- КМЦ: 1,33 ;

- ВПРГ: 1,33 ;

- КССБ: 1,5.

Таблица 5 - Нормы расхода специальных добавок для буровых растворов всех типов (т/м<sup>3</sup>)

№№	Специальные добавки	Норма расхода
<b>Добавки для повышения качества глинистой суспензии и снижения жесткости фильтрата</b>		
1	Сода кальцинированная	0,005
2	Сода кальцинированная при разбуривании цементных стаканов, мостов или гипсо-ангидритовых пачек	0,010
3	Сода каустическая	0,025
4	Бикарбонат натрия при разбуривании цементных стаканов и мостов	0,0025
5	Гидроокись калия КОН	0,001
6	Поташ K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,001
<b>Смазочные добавки</b>		
7	Графит	0,015
8	Графит при комбинированных обработках с окисленным петролатумом или флотореагентом Т-80	0,01
9	Флотореагент Т-80 (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	0,050
10	ДСБ-МГК	0,005
11	Valube, FK Lube и т.п. (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	0,003
12	Комбинированная добавка: - окисленный битум (петролатум) - дизельное топливо (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	0,020 0,020
13	ФК-2000	0,006
<b>Пеногасители</b>		
14	Пеногаситель МАС-200: -МАС-200 - дизельное топливо (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	0,00015 0,00375
15	Флотореагент Т-80 (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	0,04
16	ИК Deform и т.п. (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	0,0004
<b>Антиферментаторы</b>		
17	Bioside	0,0003
18	Икбак	0,001
<b>Поверхностно-активные вещества</b>		
19	Сульфонол	0,0012
20	ПКД-515 (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	0,01
21	Буровой детергент	0,001

Таблица 6 - Нормы расхода химических реагентов и материалов в ингибирующих буровых растворах (т/м<sup>3</sup> обрабатываемого раствора)

Материалы и реагенты	Хлоркальциевый	Хлормагниевый	Хлоркалийевый
Глинопорошок	Таблица 2	Таблица 2	Таблица 2
КМЦ-600	0,007	0,008	0,008
КМЦ-500	0,0084	0,0084	0,0096
ВПРГ	-	-	0,005
КССБ-2	0,04	0,04	0,06
Крахмальный реагент	0,008	0,03	0,01
РАС R	-	-	0,007
РАС LV	-	-	0,008
ФХЛС	0,02	0,02	0,03
Известь	0,004	-	-
Хлористый кальций	0,0075	-	-
Хлористый магний	-	0,08	-
Хлористый калий	-	-	0,075
Гидроокись калия	-	-	0,003
Поташ или кальцинированная сода	-	-	0,0075
Пеногаситель	Таблица 5	Таблица 5	Таблица 5
Бактерицид	Таблица 5	Таблица 5	Таблица 5
Смазочная добавка	Таблица 5	Таблица 5	Таблица 5
Утяжелитель	Таблица 3	Таблица 3	Таблица 3

- Примечания: 1. При использовании вместо безводных солей кристаллогидратов  $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  их расход увеличивается соответственно в 2 и 2,13 раза;
2. При значении показателя фильтрации менее 7 см<sup>3</sup>/30 минут для нормы расхода вводится повышающий коэффициент:
- КМЦ: 1,6 - хлоркальциевый и хлормагниевый растворы, 1,55 - хлоркалийевый;
  - ВПРГ: 1,33 - хлоркалийевый раствор;
  - КССБ: 1,25 - хлоркальциевый и хлормагниевый растворы, 1,17 - хлоркалийевый.

Таблица 7 - Нормы расхода химических реагентов и материалов в буровых растворах с низким содержанием твердой фазы(т/м<sup>3</sup> обрабатываемого раствора)

Материалы и реагенты	Полимер-глинистый	Ингибирующий полимер-глинистый	Гуматно-кальциевый
Глинопорошок	0,025*	0,025*	0,040
Каустическая сода	0,002	0,002	Таблица 4
Кальцинированная сода	0,001	0,002	Таблица 4
Гидрокарбонат натрия	0,0025	0,0025	-
ПАА	0,001	0,001	-
РАС R	0,002*	0,003*	0,003
РАС LV	0,003*	0,0045*	-
КМЦ-600	0,0035	0,004	0,0045
КМЦ-500	0,0035	0,004	0,0054
ВПРГ	0,003	0,004	0,002
Крахмальный реагент	0,002	0,003	-
УЩР	-	-	0,025
СМС LV	0,005	0,005	-
Desco	0,001	0,001	-
КССБ-2, Лигнотин	-	-	0,075
ФХЛС	-	-	0,015
Биополимер	0,0015	0,002	-
Хлорид калия	-	0,020	-
Хлорид кальция	-	-	0,003
Полигликоль	0,015	0,015	-
Пеногаситель	Таблица 5	Таблица 5	Таблица 5
Смазочная добавка	Таблица 5	Таблица 5	Таблица 5
Бактерицид	Таблица 5	Таблица 5	Таблица 5
Карбонатный кольматант	0,050	0,050	-
Утяжелитель	Таблица 3	Таблица 3	Таблица 3

\*) Примечания: 1. При использовании биополимера значение расхода глинопорошка снижается до 0,005 т/м<sup>3</sup>;

2. Норма расхода реагентов РАС (R, LV) в присутствии ПАА увеличивается до 0,008 т/м<sup>3</sup>;

3. При значении показателя фильтрации менее 7 см<sup>3</sup>/30 минут для нормы расхода в гуматно-кальциевом растворе вводятся повышающие коэффициенты: 1,33 (КМЦ и ВПРГ); 1,5 (КССБ).

Таблица 8 - Нормы расхода химических реагентов и материалов в полимерных безглинистых буровых растворах (т/м<sup>3</sup> обрабатываемого раствора)

Материалы и реагенты	Биополимерный	Полигликолевый	Полимер-калиевый
Биополимер	0,004	0,004	0,006
Каустическая сода или гидроокись калия	0,001	0,001	0,002
Кальцинированная сода	0,001	0,001	0,0015
Крахмальный реагент	0,002	0,002	0,006
ПАА	-	0,0001	-
РАС R	0,003	0,003	0,004
РАС LV	0,003	0,003	0,0045
КМЦ-600, Carbocel	0,004	0,004	0,005
Лигнотин	-	0,006	-
Полигликоль	-	0,015	-
Хлорид калия	-	0,05	0,05
Пеногаситель	Таблица 5	Таблица 5	Таблица 5
Смазочная добавка	Таблица 5	Таблица 5	Таблица 5
Бактерицид	Таблица 5	Таблица 5	Таблица 5
Карбонатный кольматант	0,050	0,050	0,050
Утяжелитель	Таблица 3	Таблица 3	Таблица 3

Таблица 9 - Нормы расхода химических реагентов и материалов в буровых растворах с конденсированной твердой фазой (т/м<sup>3</sup> обрабатываемого раствора)

№№	Материалы и химические реагенты	Норма расхода
1	Хлористый натрий или калий	0,250
2.	Хлористый магний (бишофит)	0,340
3.	Каустическая сода	0,030
4.	Пальгорскит, окись магния, известь	0,050
5.	КМЦ-600, КМЦ-700, ОЭЦ	0,010
6.	Крахмальный реагент	0,026
7.	КССБ-2	0,040
8.	Флотореагент Т-80	0,030
9.	Битумный структурообразователь, дизтопливо	0,030
10.	Сульфонол	0,020

Примечание: При комбинированных обработках полимерными стабилизаторами для каждого из них вводится понижающий коэффициент 0,75.

Таблица 10 - Нормы расхода химических реагентов и материалов в соленасыщенных по хлориду натрия буровых растворах (т/м<sup>3</sup> обрабатываемого раствора)

№№	Материалы и химические реагенты	Норма расхода
1.	Хлорид натрия	0,360
2.	КМЦ-600, 700, ОЭЦ или крахмальный реагент	0,010
3.	Биополимер	0,008
4.	Флотореагент Т-80, дизтопливо	0,030
5.	КССБ-2	0,040
6.	Пальгорскит	0,030
7.	Битум, петролатум, асфальты	0,030
8.	Глинопорошок	0,015
9.	Сульфонол	0,020
10.	Кальцинированная сода	0,005

Примечание: При комбинированных обработках полимерными стабилизаторами для каждого из них вводится понижающий коэффициент 0,75.






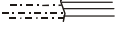


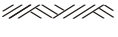

Таблица 11 - Нормы расхода химических реагентов и материалов для приготовления растворов на углеводородной основе (т/м<sup>3</sup> обрабатываемого раствора)

№№	Материалы и химические реагенты	Норма расхода
<b>Обращенная (обратная) эмульсия</b>		
1.	Дизельное топливо, природные масла, синтетические углеводороды	0,340
2.	ПАВ-эмульгатор (эмультал, ИК Му1 и другие)	0,040
3.	Окисленный петролатум, битум, органобентонит	0,020
4.	Хлористый кальций, хлористый натрий	0,200
5.	ПАВ-гидрофобизатор (ИК Сорф, сульфонол и другие)	0,010
<b>Безводная суспензия</b>		
1.	Дизельное топливо, природные масла, синтетические углеводороды	0,61/-0,173
2.	Окисленный петролатум, битум, органобентонит	0,20/-0,086
3.	Известь (пушонка)	0,30/-0,07
4.	Сульфонол или другой гидрофобизатор (ПАВ)	0,007/+0,057

Примечание: В знаменателе - изменение нормы расхода при увеличении плотности бурового раствора на каждые 100 кг/м<sup>3</sup>.



ПРИЛОЖЕНИЕ 4	
Условные обозначения основных горных пород	
пески и песчанистость	
песчаники	
алевриты и алевролиты	
глины и аргиллиты	
глинистость	
известняки	
доломиты	
мергель	
ангидриты	
гипсы	
соль	
кремний	
кристаллический фонд.	
уголь	
фитоген.материал	
рифогенные образ.	
перекристаллизация	
доломитизация	
битуминозность	
нефтенасыщенность	
газонасыщенность	
известковистость	
кавернозность	
трещиноватость	
фауна	

фациальные замещ.	
пересл.песч.+глины	
пересл.песч.+алеврол.	
известняки доломитиз.	
пересл.глина+известн.	
пересл.глин+алевролит.	
размыв	
супеси, суглинки	
раст.слой	
рифоген.образования	
тектонич. нарушение	