

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
Санкт-Петербургский горный университет**

**Кафедра бурения скважин**

## **РАСТВОРЫ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ**

*Методические указания к самостоятельным работам  
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2022**

УДК 622.244.4.06+622.245.42 (073)

**РАСТВОРЫ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ:** Методические указания к самостоятельным работам / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Е.Л. Леушева*. СПб, 2022. 33 с.

В методическом указании изложены материалы необходимые при самостоятельной работе студентов магистратуры направления 21.04.01 Нефтегазовое дело, программа «Технология вскрытия нефтегазовых пластов в осложненных условиях». Представлены структура самостоятельной работы в виде расчетно-графической работы, основные методики расчета и рекомендуемый библиографический список.

Научный редактор проф. *Н.И. Николаев*

Рецензент к.т.н. *И.А. Лягов* генеральный директор ООО «Перфобур»,

© Санкт-Петербургский  
горный университет, 2022

### **Общие положения**

Самостоятельная работа студента важная часть учебного процесса, необходимая для закрепления и углубления знаний, полученных студентами при теоретическом изучении курса «Растворы для вскрытия нефтегазовых пластов», а также других смежных дисциплин, развитие навыков работы со специальной и справочной литературой при решении конкретных инженерных задач нефтегазового производства.

Самостоятельная работа, по сути, расчетно-графическая работа, цель которой обоснование выбора буровых растворов для проводки конкретной нефтяной и/или газовой скважины при заданных геолого-технических условиях. Задание выдается индивидуально каждому студенту на основе материалов предоставленных самим студентом или предложенных преподавателем.

Работа выполняется с учетом современных достижений техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин и должна носить конкретный характер. Следует избегать общих рассуждений и подробного описания стандартного оборудования и инструмента.

### **Содержание расчетно-графической работы**

1. Геолого-технические условия бурения скважины. Конструкция скважины.
2. Обоснование и выбор типа бурового раствора.
3. Обоснование параметров и свойств бурового раствора.
4. Расчет скорости восходящего потока.
5. Расчёт необходимого количества бурового раствора
6. Расчёт потребности химических реагентов для приготовления и регулирования свойств бурового раствора.
7. Контроль параметров бурового раствора.
8. Выбор технических средств для очистки бурового раствора и регенерации свойств бурового раствора.

## Геолого-технические условия бурения скважины. Конструкция скважины

В данном разделе необходимо представить геолого-технические условия бурения скважины для данного проекта в виде таблиц с исходными данными:

- стратиграфический разрез скважины с указанием типа горных пород;
- физико-механические свойства горных пород по разрезу;
- температура и давление по разрезу скважины
- характеристика нефтегазоводоносных пластов;
- возможные осложнения при бурении скважины.

Для проектирования конструкции скважины (совокупность числа колонн; глубин спуска колонн; интервалов затрубного цементирования; диаметров обсадных колонн; диаметров скважин под каждую колонну) необходимо произвести нижеизложенные действия для расчета.

### Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. На рис. 1 представлен пример совмещенного графика давлений, который строится в следующем порядке:

1. На совмещенный график давлений в соответствии с данными, представленными в табл. «Давление и температура по разрезу скважины», наносятся точки градиентов пластового давления  $gradP_{пл}$  и давления гидроразрыва  $gradP_{зр}$ , строятся кривые градиентов давлений.
2. Рассчитываются значения градиента давления столба бурового раствора для каждого интервала с разными значениями градиента пластового давления, который рассчитывается по следующей формуле:

$$gradP_{бр} = (1 + k) \cdot gradP_{пл}, \quad (1)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым (на глубине 0–1200 метров на 10%, на глубине более 1200 м на 5%).

На график накладывается область граничных значений промывочной жидкости и выделяется штриховкой.

- Проводится анализ совмещенного графика давления. При наличии несовместимых условий бурения необходимо включить в предварительный вариант конструкции скважины промежуточные колонны.

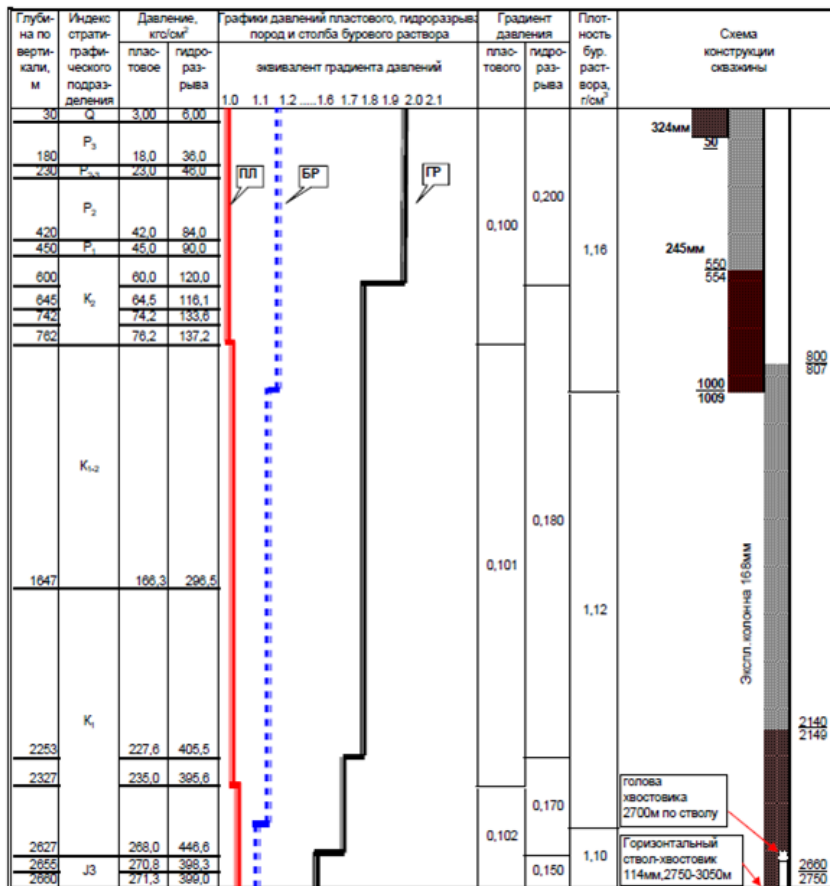


Рис. 1. Пример оформления совмещенного графика давлений

## Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

В конструкцию скважины могут быть включены следующие типы обсадных колонн: направление, кондуктор, техническая, потайная и эксплуатационная колонны.

Направление спускается в скважину с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Если направление не проектируется, то необходимо решить вопрос о создании замкнутого цикла циркуляции промывочной жидкости при бурении скважины под кондуктор.

Кондуктор спускают на глубину до 900–1200 м. Минимальная глубина спуска кондуктора находится исходя из условия недопущения гидроразрыва горных пород под его башмаком в момент вскрытия продуктивного пласта:

$$H_K \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot H \cdot \gamma_\phi}{gradP_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_\phi}, \quad (2)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$H$  – глубина скважины, м;

$\gamma_\phi$  – плотность пластового флюида, г/см<sup>3</sup>;

$gradP_{гр}$  – градиент давления гидроразрыва в интервале установки кондуктора, МПа/м.

Промежуточная (техническая) колонна проектируется при наличии интервалов, несовместимых по условиям бурения, а также при существовании зон осложнений (поглощения, проявления и обвалы), когда другие способы их ликвидации не дают положительных результатов.

Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву продуктивного пласта на высоту ЗУМППФа, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м.

В случае установки потайной колонны (хвостовика) подвесное и герметизирующее устройство должно устанавливаться выше башмака предыдущей обсадной колонны не менее чем на 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин.

## Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление, кондуктор и потайные колонны цементируются на всю длину.
2. Эксплуатационные и промежуточные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых. Разведочные скважины цементируются до устья.

## Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн приведены в табл. 1.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота  $D_{\text{эк д расч}}$  для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (3)$$

где  $D_{\text{эк м}}$  – наружный диаметр муфты обсадной трубы (табл. 2), мм;  
 $\Delta$  – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм (табл. 3).

Таблица 1

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Ориентировочный диаметр, мм	Суммарный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Ориентировочный диаметр, мм
<40	114,3	<75	114,3
40–100	127,0; 139,7	75–250	114,3–146,1
100–150	139,7; 146,1	250–500	146,1–177,8
150–300	168,3; 177,8	500–1000	168,3–219,1
>300	177,8; 193,7	1000–5000	219,1–273,1

Таблица 2

**Основные размеры обсадных труб и соединительных муфт к ним по  
ГОСТ 632-80**

Наружный диаметр обсадной трубы, мм	Диапазон варьирования внутреннего диаметра, мм		Наружный диаметр соединительной муфты, мм	Толщина стенок обсадной трубы, мм
	от	до		
114,3	103,9	93,9	127,0	5,2; 5,7; 6,4; 7,4; 8,6; 10,2
127,0	115,8	105,6	141,3	5,6; 6,4; 7,5; 9,2; 10,7
139,7	127,3	118,7	153,7	6,2; 7,0; 7,7; 9,2; 10,5
146,1	133,0	124,6	166,0	6,5; 7,0; 7,7; 8,5; 9,5; 10,7
168,3	153,7	144,1	187,7	7,3; 8,0; 8,9; 10,6; 12,1
177,8	166,0	147,8	194,5	5,9; 6,9; 8,1; 9,2; 10,4; 11,5; 12,7; 13,7; 15,0
193,7	178,5	163,5	215,9	7,6; 8,3; 9,5; 10,9; 12,7; 15,1
219,1	205,7	190,7	244,5	6,7; 7,7; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2
244,5	228,7	212,7	269,9	7,9; 8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8; 15,9
273,1	258,9	240,1	298,5	7,1; 8,9; 10,2; 11,4; 12,6; 13,8; 15,1; 16,5
298,5	281,5	268,9	323,9	8,5; 9,5; 11,1; 12,4; 14,8
323,9	306,9	265,9	351,0	8,5; 9,5; 11,0; 12,4; 14,0
339,7	322,9	308,9	365,1	8,4; 9,7; 10,9; 12,2; 13,1; 14,0; 15,4
351,0	333,0	327,0	376,0	9,0; 10,0; 11,0; 12,0
377,0	359,0	353,0	402,0	9,0; 10,0; 11,0; 12,0
406,4	387,4	373,0	431,8	9,5; 11,1; 12,6; 16,7
426,0	406,0	402,0	451,0	10,0; 11,0; 12,0
473,1	450,9	-	508,0	11,1
508,0	485,8	475,8	533,4	11,1; 12,7; 16,1



Таблица 3

**Минимальная допустимая разность диаметров скважины и обсадной колонны**

Условный диаметр обсадных труб, мм	Разность диаметров, мм
114,127	15
140,146	20
168, 178, 194, 219, 245,	25
273, 299	35
324, 340, 351, 377, 426	39–45

Далее выбирается ближайший диаметр долота  $D_{эк д}$  в сторону увеличения рассчитанного значения. Рекомендуемые диаметры шарошечных долот (рекомендуются при бурении под направление) и долот PDC (рекомендуются для бурения под последующие колонны) представлены в табл. 4.

Таблица 4

**Рекомендуемые значения диаметров долот**

Тип долота	Диаметры, мм
Шарошечное долото	139,7; 158,7; 161; 190,5; 200; 215,9; 222,3; 250,8; 269,9; 295,3; 311,1; 349,2; 393,7; 444,5
Долото PDC	139,7; 152,4; 165,1; 188,9; 190,5; 214,3; 215,9; 220,7; 243; 269,9; 295,3; 311,2; 393,7

Диаметр последующей колонны выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора  $D_{к вн}$  определяется по формуле:

$$D_{к вн} = D_{эк д} + (8 \div 14), \quad (4)$$

где  $D_{эк д}$  – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;  
 $(8 \div 14)$  – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Выбор наружного диаметра обсадных труб для кондуктора  $D_{к нар}$  производится по результатам расчёта из табл. 2.

Выбор диаметра долота под кондуктор  $D_{к о}$ , диаметры других обсадных колонн и долот производится аналогично представленным выше расчетам.

На основании выполненных расчетов необходимо занести данные в сводную таблицу (табл. 5).

Таблица 5

**Конструкция скважины**

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление						
Кондуктор						
Промежуточная колонна						
Эксплуатационная колонна						

**Выбор типа бурового раствора и его свойств**

Необходимо учитывать, что каждый буровой раствор имеет границы применения. Выбор типа бурового раствора ставит целью:

- достижение такого соответствия свойств бурового раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму нарушение устойчивости пород и другие осложнения в процессе бурения;
- ограничение возможности возникновения необратимых процессов при вскрытии продуктивных пластов.

Источником информации для составления программ буровых растворов являются геолого-технические условия бурения, приведенные в предыдущем пункте.

Необходимо кратко описать, какие буровые растворы применяются на месторождении, их критический анализ. Обосновать свойства буровых растворов, играющих в данных горно - технических условиях определяющую роль.

Основные типы буровых растворов, например, используемые для бурения в районах западной Сибири:

- Бентонитовый;

- Полимер - глинистый;
- Ингибирующие;
- Полимерный (инкапсулированный);
- KCL/полимерный (биополимерный).

По назначению все основные химические реагенты можно разделить на следующие классы:

- структурообразователи;
- понизители фильтрации;
- понизители вязкости;
- регуляторы щелочности (рН);
- ингибиторы;
- регуляторы термостойкости;
- пеногасители;
- эмульгаторы;
- смазочные добавки;
- понизители твердости горных пород
- утяжелители;
- закупоривающие материалы;
- бактерициды;
- реагенты, связывающие ионы кальция;
- ингибиторы коррозии и нейтрализаторы.
- флокулянты;
- поверхностно-активные вещества (ПАВ);
- загустители.

Тем не менее, стоит учитывать, что выбор раствора не ограничивается приведенными здесь, и что приведенная рецептура не является строго фиксированной. Концентрации допускается варьировать для корректирования свойств, если это действие обоснованно с технико-экономической стороны. В первую очередь стоит обратить внимание на плотности приведенных рецептов и скорректировать их величину в соответствии с требуемыми.

Выбор бурового раствора в рамках расчетно - графической работы должен быть основан на так называемой «щадящей» стратегии, когда буровой раствор выбирается исходя из минимизации вредного воздействия на продуктивные горизонты. Для бурения ос-

тальных интервалов буровой раствор выбирается исходя из минимизации затрат на его приготовление.

Помимо этого, в рамках данного раздела осуществляется только выбор и обоснование компонентов каждого раствора, т.е. необходимо выбрать конкретные реагенты согласно классу и назначению для каждого выбранного раствора. Также в этом разделе осуществляется анализ свойств буровых растворов, т.е. как и на что влияет каждый технологический параметр в скважинных условиях (например, УВ или показатель фильтрации).

### **Бентонитовый**

Бентонитовый буровой раствор предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (направление). Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой.

*Таблица 6*

**Компонентный состав бентонитового раствора**

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (рН)	Регулирование кислотности среды	0,7-1,2
Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтраотдачи	50-60

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства:

Таблица 7

**Технологические свойства бентонитового раствора**

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,05-1,06
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

**Полимер – глинистый**

Предназначен для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях. Также по требованию заказчика может применяться для вскрытия продуктивных пластов.

Полимер – глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Таблица 8

**Компонентный состав полимер-глинистого раствора  
(2 варианта)**

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>	
		0,2-0,3	0,4-0,5
Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,2-0,3	0,4-0,5
Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтраотдачи	7-15	30-40
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5	0,2-0,5
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1	-
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15	-
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6	5

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>	
ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5	3-5
Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1	-

Данные растворы после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства:

Таблица 9

**Технологические свойства полимер-глинистого раствора**

Регламентируемые свойства	Значение	
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,02-1,03	1,04-1,05
Условная вязкость, с	30-40	20-35
Пластическая вязкость, сПз	15-20	10-18
ДНС, дПа	35-80	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75	10-30/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	8-10	6-10
pH	8-9	8-9
Содержание песка, %	< 1,5	< 1,5

**Полимерный (инкапсулированный)**

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глин. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины. Инкапсулированный буровой растворов прекрасно подходит для бурения интервалов (техническая, эксплуатационная колонна) насыщенных глинами.

Таблица 10

**Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора**

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,2-0,3
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	0,3-0,4
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4-5
Понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1
ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Утяжелители	Регулирование плотности	40-45

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства:

Таблица 11

**Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора**

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,10-1,12
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

**Ингибирующий**

Применяется при бурении интервалов, сложенными активными глинами, склонными к гидратации и набуханию. Существует множество рецептов растворов, служащих для предупреждения осложнений, вызванных набуханием глин, однако механизм их действия несколько различается. Основные разновидности: известковые,

гипсоизвестковые, хлоркалийевые, гипсокалийевые, хлоркальциевые, малосиликатные, алюмосиликатные. Механизмами могут выступать: перевод натриевых глин в кальциевые, модифицирование поверхности глин, ингибирование ионами калия. В настоящее время самым распространенным является хлоркалийевый как наиболее универсальный. В дополнение к уже приведенным видам можно отнести гликолевый раствор, который по степени своего воздействия выделяется в класс высокоингибирующих. Механизм ингибирования заключается в том, что молекулы модифицированных гликолей адсорбируются на активных участках поверхности глин. В результате экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов. Однако достаточно широкого внедрения этого раствора не наблюдается ввиду высоких затрат на его приготовление.

Также данный вид растворов применяется при бурении интервалов, сложенных соляными пластами с пропластками глинистых отложений. Основная цель данного типа раствора – предупреждение образования каверн в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса. В зависимости от химического состава соляных пластов выбираются строго определенные электролиты-ингибиторы, например, для галита – соли натрия, для бишофита – соли магния и т.д. К особенностям приготовления данного вида раствора относится применение специальных реагентов: палыгорскитовых глин (однако, допускается применение обычного глинопорошка с добавкой стабилизаторов) и солестойких полимеров.



Таблица 12

**Компонентный состав ингибирующих растворов (столбцы слева направо: для ингибирования глин, для ингибирования солей, высокоингибирующий)**

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>		
		1	0,4-0,5	1-2
Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	1	0,4-0,5	1-2
Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	30-40	80-100	2-4
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8	8-10	4-10
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2	-	-
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	-	5-6	1-2
Понизитель вязкости	Снижение вязкости	-	10-20	-
Ингибитор	Предотвращение набухания глин, растворения солей	50	50-200	20-50
ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5	3-5	-
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2	0,2	0,2
Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	-	-	40-45

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства:

Таблица 13

**Технологические свойства ингибирующих растворов**

Регламентируемые свойства	Значение		
	1,10-1,12	1,2-1,3	1,03-1,1
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,10-1,12	1,2-1,3	1,03-1,1
Условная вязкость, с	40-60	25-60	30-50
Пластическая вязкость, сПз	12-35	10-25	10-20
ДНС, дПа	50-90	40-80	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60	24-90/36-135	10-20/30-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6	3-5	4-6
pH	8-10	8-9	9-10
Содержание песка, %	< 0,5	< 0,5	< 0,5

### КСЛ/полимерный (биополимерный)

Биополимерный буровой раствор, которые используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях и при высоких забойных температурах, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин. Технический результат изобретения - уменьшение количества и концентрации компонентов для приготовления бурового раствора при сохранении ингибирующих, смазочных, фильтрационных и противоприхватных свойств, а также повышение структурно-реологических свойств и термостойкости, обеспечение солестойкости, снижение вредного влияния на окружающую среду.

Таблица 14

#### Компонентный состав КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	2-2,1
Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,4-3,6
Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	30-50
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	4
ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	40-52
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства:

**Технологические свойства полимерного(инкапсулированного) раствора**

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,07-1,08
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

**Обоснование параметров и свойств бурового раствора**

При обосновании параметров и свойств бурового раствора в основном опираются на опыт бурения, геологические данные в данном регионе. Расчетные данные не являются основополагающими при составлении программы промывки скважины.

**Плотность бурового раствора**

Обоснование плотности производится с учетом возможных осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов.

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[ \frac{кг}{м^3} \right]; \quad (5)$$

L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05)

P<sub>пл</sub> – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать:

Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	Под направление	Под кондуктор	Под техническую колонну	Под экспл. колонну	Под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	10	5-10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	9-12	5,5-8	5,5-7

В рамках данного раздела указываются **окончательные** технологические свойства принимаемых растворов с учетом рекомендаций и корректировок.

### Расчет скорости восходящего потока

#### Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Для полной очистки забоя от разрушенной породы и выноса её на поверхность расход бурового раствора (подача насосов)  $Q$  должен обеспечивать такую скорость восходящего потока  $v_g$  (в м/с), которая превышает скорость падения твёрдых частиц  $u$  (в м/с) при отсутствии движения жидкости под влиянием силы тяжести на величину желаемой скорости подъёма  $w$ , т. е. выполнялось следующее условие:

$$v_g = u + w \quad (6)$$

В общем случае, в переходном и турбулентном режимах, при равномерном падении частицы в жидкой изотропной среде скорость падения определяется по формуле Риттингера:

$$u = k \cdot \sqrt{\frac{d_c \cdot (\rho_n - \rho_{б.р.})}{\rho_{б.р.}}} \quad (7)$$

где  $d_c$  – диаметр самой крупной частицы, остающейся во взвешенном состоянии (в случае шарообразной частицы) или характерный размер, мм;

$\rho_n$  – плотность частицы, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{б.р.}$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$k$  – постоянная Риттингера, рассчитываемая по формуле:

$$k = \sqrt{\frac{4g}{3k_c}} \quad (8)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  
 $k_c$  – коэффициент сопротивления движению, зависящий от конфигурации частицы, скорости её обтекания и других факторов (для шара в среднем  $k_c = 0,4$ ).

Требуемую скорость подъёма частиц шлама можно определить из выражения:

$$w = \frac{D_c^2}{D_c^2 - d^2} \cdot \frac{v_m}{V_{т.ч.}} \quad (9)$$

где  $D_c$  – диаметр скважины, мм;  
 $d$  – наружный диаметр бурильных труб, мм;  
 $v_m$  – скорость проходки, м/с;  
 $V_{т.ч.}$  – объёмная доля твердых частиц в буровом растворе.

Допускаемая максимальная доля объёма шлама, при превышении которой возникает опасность образования сальников и прихватов, в практических расчётах принимается  $V_{т.ч.} = 5\%$  (уменьшается до 2%, если буровым раствором служит вода или другие легкие жидкости пониженной вязкости).

Скорость проходки для различных интервалов бурения представлена в таблице 17.

Таблица 17

Скорость проходки в различных типах горных пород

Интервал бурения	Скорость проходки, м/с
Направление	80-125
Кондуктор	40-70
Эксплуатационная колонна	20-60

Для практических расчётов скорость выноса частицы принимается равной  $(0,1-0,3) \cdot v_m$  и тем больше, чем глубже скважина и выше  $v_m$ .

Определив скорость восходящего потока, необходимую для транспортирования шлама к устью скважины, можно вычислить требуемый расход бурового раствора, обеспечивающий вынос частиц разбуриваемой породы:

$$Q \geq S_{к.п.} \cdot v_B = \frac{\pi}{4} \cdot (D_c^2 - d^2) \cdot v_B \quad (10)$$

где  $S_{к.п.}$  – площадь сечения кольцевого пространства между стенками скважины и бурильных труб,  $m^2$ .

Значение, полученной по формуле (10) уточняется проверкой условия, обеспечивающее очистку забоя от шлама :

$$Q \geq a \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_c^2 \quad (11)$$

где  $a = 0,35-0,5$  м/с при роторном способе бурения;  $a = 0,5-0,7$  м/с при бурении гидравлическими забойными двигателями.

### Расчёт гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе

Давление, развиваемое буровым насосом, должно быть больше равно потерям давления на преодоление гидравлических сопротивлений и гидростатических сил в циркуляционной системе скважины при прокачивании жидкости с заданным расходом  $Q$ . Общие потери давления при движении промывочной жидкости в элементах циркуляционной системы определяются из выражения:

$$\Delta p = \sum \Delta p_i = \sum \Delta p_{тр} + \sum \Delta p_{к.п.} + \Delta p_{нт} + \Delta p_{нк} + \Delta p_o + \Delta p_t + \Delta p_d + \Delta p_r$$

где  $\sum \Delta p_{тр}$ ,  $\sum \Delta p_{к.п.}$  – потери давления на трение соответственно в трубах и кольцевом пространстве, МПа;

$\Delta p_{нт}$ ,  $\Delta p_{нк}$  – потери давления в местных сопротивлениях соответственно в трубах и кольцевом пространстве, МПа;

$\Delta p_o$  – потери давления в наземной обвязке, МПа;

$\Delta p_t$  – перепад давления в гидравлическом забойном двигателе, МПа;

$\Delta p_d$  – потери давления в долоте, МПа;

$\Delta p_r$  – разность между гидростатическими давлениями столбов жидкости в кольцевом пространстве и трубах.

Режим движения бурового в трубах и кольцевом пространстве примем турбулентным – при нём обеспечивается лучший вынос шлама, уменьшается вероятность прихвата, уменьшается вероятность образования сальников.

При турбулентном режиме течения потери давления по длине канала определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta p_{тр} = \lambda_{\tau} \frac{8\rho Q^2 l}{\pi^2 d_{\tau}^5} \quad (13)$$

$$\Delta p_{\text{кп}} = \lambda_{\text{кп}} \frac{8\rho Q^2 l}{\pi^2 (D_c - d_n)(D_c^2 - d_n^2)^2} \quad (14)$$

где  $l$  – длина секции бурильных труб одинакового диаметра, м;  
 $\lambda_{\text{т}}$ ,  $\lambda_{\text{кп}}$  – коэффициенты гидравлического сопротивления трению в трубах и кольцевом пространстве (для течения в бурильных трубах  $\lambda_{\text{т}}=0,02$ ; для кольцевого пространства  $\lambda_{\text{т}}=0,035$ );  
 $\rho$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  
 $D_c$  – диаметр скважины, м;  
 $d_n$  – наружный диаметр бурильной колонны, м;  
 $d_t$  – внутренний диаметр бурильной трубы, м;

Местный потери давления от замков в кольцевом пространстве определяются из выражения:

$$\Delta p_{\text{мк}} = \frac{l}{l_{\text{т}}} = \left( \frac{D_c^2 - d_n^2}{D_c^2 - d_m^2} - 1 \right)^2 \rho v_{\text{кп}}^2 \quad (15)$$

где  $d_m$  – наружный диаметр замкового соединения, м.

Для секции бурильной колонны, состоящей из труб, имеющих внутреннюю высадку, вычисляются потери давления в местных сопротивлениях внутри труб по формуле:

$$\Delta p_{\text{нт}} = \xi \frac{\rho v_{\text{т}}^2}{2} \cdot n \quad (16)$$

где  $n$  – число однотипных соединений в колонне;

$\xi$  – безразмерный коэффициент местного сопротивления, рассчитываемый по формуле Б. С. Филатова:

$$\xi = a \left[ \left( \frac{d_{\text{т}}}{d_0} \right)^2 - 1 \right]^2 \quad (17)$$

Где  $d_0$  – диаметр наименьшего проходного сечения в соединении, м;  
 $a$  – опытный коэффициент, учитывающий особенности конфигурации местного сопротивления ( $a=2$  для труб муфтово-замкового соединения).

Потери давления в наземной обвязке находят по формуле:

$$\Delta p_0 = (\alpha_1 + \alpha_2 + \dots + \alpha_n) \rho Q^2 \quad (18)$$

где  $\mu$  – коэффициент расхода, значение которого следует принять равным 0,95;

$Q_d$  – скорость движения жидкости в промывочных отверстиях долота ( $Q_d = 80$  м/с).

Исходя из полученных результатов определить необходимое количество буровых насосов для обеспечения циркуляции бурового раствора, диаметры втулок и необходимое число двойных ходов насоса. Рабочие характеристики насосов УНБТ-950 представлены в таблице 18.

Работа насосов на буровой осуществляется **ПАРАЛЛЕЛЬНО**: расходы при работе нескольких буровых насосов складываются, давление на всех буровых насосах одинаково.

Таблица 18

Характеристика производительности УНБТ-950

D поршня, мм	Предельное давление на выходе, МПа	Производительность идеальная при частоте двойных ходов в минусу, л/с				
		125	100	75	50	25
180	19	46,00	36,80	27,60	17,40	9,20
170	21	41,00	32,80	24,60	16,40	8,20
160	24	36,40	29,12	21,84	14,56	7,28
150	27,5	31,90	25,52	19,14	12,76	6,38
140	32	27,80	22,24	16,68	11,12	5,56
Мощность, кВт		950	760	570	380	190

### Расчёт потребного количества бурового раствора

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения и представляет собой сумму определенных объемов:

$$V_{бр} = V_{скв} + V_{оч} + V_{ем} + V_{восп}, [м^3]; \quad (19)$$

где  $V_{скв}$  - объем скважины на конец бурения интервала,  $м^3$ ;

$$V_{скв} = \frac{\pi \cdot D_{дол}^2 \cdot k_k \cdot L_{ос}}{4} + \frac{\pi \cdot d_{ок}^2 \cdot L_{эс}}{4} [м^3]; \quad (20)$$

где  $D_{дол}$  – диаметр долота в пробуренном интервале, м;

$d_{ок}$  – внутренний диаметр ОК, м;

$k_k$  – коэффициент каверности для интервала;

$L$  – длина интервала в открытом/закрытом стволе, м.

$V_{оч}$  – объём системы очистки (принимается равным 3-8  $м^3$ );

$V_{ем}$  – объём раствора в емкостях (для направления и кондуктора – 40  $м^3$ , для интервалов продуктивного горизонта =  $V_{скв}$ );



$V_{\text{восп}}$  - объём восполнения потерь в системе очистки, потерь при фильтрации и СПО.

$$V_{\text{восп}} = V_{\text{пот}} + V_{\text{фил}} + V_{\text{спо}} \text{ [м}^3\text{]}; \quad (21)$$

$$V_{\text{пот}} = \varepsilon \cdot V_{\text{п}} \cdot \frac{\rho_{\text{гп}} - \rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{гп}} + \rho_{\text{бр}} - 2\rho_{\text{ж}}} \text{ [м}^3\text{]}; \quad (22)$$

где  $\varepsilon$  – степень очистки бурового раствора (0,7 для трехступенчатой системы очистки, 0,9 – для четырехступенчатой)

$V_{\text{п}}$  – объём выбуренной породы, м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{гп}}$  – плотность выбуренной породы, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкой фазы бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{фил}} = \frac{2,51}{\rho_{\text{бр}} - \rho_{\text{ж}}} \left( k_k \cdot D_{\text{дол}} - \frac{h}{2} \right) L_{\text{ос}} \text{ [м}^3\text{]}; \quad (23)$$

где  $h$  – толщина фильтрационной корки (принимается равным 0,002-0,003 м для растворов с низкой водоотдачей).

$$V_{\text{спо}} = \frac{4L_{\text{ос}} + 2L_{\text{зс}}}{1000} \text{ [м}^3\text{]}; \quad (24)$$

При использовании на различных интервалах буровых растворов одного типа или имеющих схожий состав (глинистый – полимерглинистый) допускается переводить определенную долю раствора на следующий интервал, при условии, что параметры «второго» раствора можно получить разбавлением или введением дополнительных химических реагентов.

Перевод раствора на следующий интервал позволяет сократить потребное количество приготавливаемого раствора и сэкономить материалы и химические реагенты. Согласно программам приготовления и обработки бурового раствора, допускается перевод до 60% объема раствора, имеющегося в конце интервала.

$$V_{\text{перев}} = 0,2..0,6(V_{\text{скв}} + V_{\text{цс}} + V_{\text{ем}}), \text{ [м}^3\text{]}; \quad (25)$$

Результаты расчета представить в виде таблицы (табл. 19).

Таблица 19

## Результаты расчеты системы бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадочной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
-						
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						
Расчетные потери бурового раствора при очистке						
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						
Объем раствора в конце бурения интервала						
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадочной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
-						
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						
Расчетные потери бурового раствора при очистке						
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						
Объем раствора в конце бурения интервала						
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадочной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						

Расчетные потери бурового раствора при очистке	
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО	
Объем раствора в конце бурения интервала	
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>	
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала	
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>	

### Расчёт потребного количества химических реагентов

При расчете потребного количества реагентов необходимо проверить выполнение условия: запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины. Из них один объем должен находиться в виде бурового раствора в емкостях, и еще один объем допускается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления. Для расчета объема раствора к непосредственному приготовлению принимается большее из значений, за вычетом объема раствора, переведенного с предыдущего интервала:

$$V_{\text{потр}} = (3 \cdot V_{\text{скв}}) - V_{\text{перев}}, [\text{м}^3]; \quad (26)$$

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле:

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (27)$$

где  $C$  – расход реагента,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$M_p$  – масса реагента, кг.

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле:

$$N_{\text{уп}} = M_p / V_{\text{уп}}, [\text{кг}]; \quad (28)$$

где  $V_{\text{уп}}$  – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг) для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л  $\approx 0,2\rho_{\text{ж}}$  кг).

Результаты расчета необходимо представить в виде сводной таблицы по всем проектируемым интервалам (табл. 20).

**Результаты расчеты потребного количества реагентов**

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов								
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого		
		кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп		

**Контроль параметров бурового раствора**

Своевременное принятие необходимых мер по борьбе с осложнениями возможно только при систематическом контроле всех внесенных в ГТН показателей раствора.

В данном разделе необходимо выбрать приборы и оборудование, необходимые для контроля параметров бурового раствора, дать их характеристику, а также указать периодичность контроля параметров. Результаты необходимо представить в виде таблицы (табл. 21).

Таблица 21

## Методы и периодичность контроля параметров буровых растворов

Параметр	Ед. изм.	Приборы и оборудование	Периодичность контроля параметров		
			Направление	Контроль	Экспл. колонна
Плотность бурового раствора $\rho$					
Условная вязкость $T$					
Показатель фильтрации $\Phi_{30}$					
Статическое напряжение сдвига $\theta_{1/10}$					
Кажущаяся вязкость $\theta_{600}$					
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$					
Динамическое напряжение сдвига $\tau_0$					
Содержание песка в буровом растворе $\Pi$					
Показатель химической активности $pH$					
Толщина фильтрационной корки $K_{\Phi}$					
Показатель жесткости по кальцию $Ca^{++}$					
Показатель содержания хлора $Cl$					
Катионообменная емкость $МВТ$					
Коэффициент трения $C_T$					
Коэффициент вспениваемости $C_B$					

## **Выбор технических средств, для очистки бурового раствора и регенерации свойств бурового раствора**

В данном разделе необходимо выбрать систему очистки, которая бы в наибольшей степени подходила для данной скважины. Далее составить и начертить в общем виде схему очистки. Предоставить описание ступеней очистки бурового раствора и описать принцип их работы. Обосновать выбор оборудования и его технические характеристики, например, для вибросита это подача раствора, количество сеток, размер ячеек; для гидроциклонных установок это подача раствора, давление на входе, размер песконасадок.

В случае возможного поступления в буровой раствор газа из нефтегазоносных пластов необходимо предусмотреть дегазацию бурового раствора. Для этого требуется выбрать тип дегазатора, привести схему дегазации и описать принцип работы.

### **Вопросы для защиты РГР**

1. Перечислите основные функции бурового раствора.
2. Чем определяется диаметр скважины под эксплуатационную колонну?
3. Как рассчитать и чему равно пластовое давление на глубине 2400 м?
4. Что такое несовместимые условия бурения? Как они определяются? Как решить проблему несовместимых условий бурения?
5. Величина перекрытия башмака предыдущей колонны при цементировании?
6. Как определяется плотность бурового раствора при бурении скважины?
7. Условия перевода бурового раствора на последующий интервал?
8. Перечислите основные типы растворов, применяемых при бурении скважин?
9. Для проходки каких пород применяются ингибирующие буровые растворы? В чём их особенность?
10. Классифицируйте основные типы ингибирующих буровых растворов.

11. Опишите компонентный состав полимер-глинистого бурового раствора?
12. На какие группы (по назначению) делятся химические реагенты, применяемые для бурения скважин?
13. Какие реагенты используются для снижения водоотдачи буровых растворов?
14. Идёт поглощение бурового раствора ( $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ ), что следует предпринять для его ликвидации?
15. Что такое РУО? Перечислите основные реагенты, входящие в его состав?
16. Перечислите основные преимущества РУО над буровыми растворами на водной основе? Опишите область их применения.
17. Чему равен необходимый запас бурового раствора на поверхность согласно ПБ НиГП? В какой форме он должен находиться?
18. Назовите основные источники потерь бурового раствора? Какие меры стоит предпринять чтобы минимизировать потери бурового раствора?
19. Какой тип бурового раствора следует применять при высоких температурах на забое скважины ( $t > 100 \text{ }^\circ\text{C}$ )?
20. Какой тип раствора следует использовать при проходке интервала, сложенного солями КС1?
21. Какие модели поведения неньютоновской жидкости вы знаете? В чём их отличие?
22. Перечислите основные свойства бурового раствора, контролируемые в процессе бурения скважины.
23. В каких единицах измеряется плотность бурового раствора? Какими приборами можно измерить плотность бурового раствора?
24. Для измерения какого показателя бурового раствора применяется ОМ-2? В чём заключается принцип его работы?
25. Что характеризует пластическая вязкость бурового раствора? Как и с помощью чего производится её замер?
26. Опишите порядок работы с ВБР-1.
27. С какой целью контролируются такие параметры бурового раствора как: рН, фильтрация, жёсткость, минерализация бурового раствора, СНС?
28. Явление тиксотропии это – ...?

29. Какое оборудование для приготовления бурового раствора вы знаете?
30. Блок "грубой" очистки от шлама это? Блок "тонкой" очистки?
31. Опишите работу гидроциклона?
32. После очередного замера свойств бурового раствора увеличилось содержание твердой фазы в буровом растворе, плотность при этом осталась на прежнем уровне. Что следует предпринять, чтобы вернуть содержание твёрдой фазы на прежний уровень?
33. В чём заключается принцип работы газового сепаратора?

#### **Рекомендательный библиографический список**

1. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для ВУЗов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 1007 с.: ил.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М., Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для ВУЗов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 679 с.: ил.
3. Бабаян Э.В., Черненко А.В. Инженерные расчёты при бурении. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. - 440с.
4. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. Расчёты в бурении: справочное пособие. – М: РГГРУ, 2007. - 668с.;
5. Методические указания по определению объемов отработанных бурительных растворов и шламов при строительстве скважин: РД 39-3-819-91 от 05.05.2017 г.;
6. Методика контроля параметров буровых растворов: РД 39-00147001-773-2004 от 05.05.2017г.



## Содержание

Общие положения .....	3
Содержание расчетно-графической работы.....	3
Геолого-технические условия бурения скважины. Конструкция скважины .....	4
Построение совмещенного графика давлений.....	4
Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	6
Выбор интервалов цементирования .....	7
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	7
Выбор типа бурового раствора и его свойств.....	10
Бентонитовый .....	12
Полимер – глинистый .....	13
Полимерный (инкапсулированный) .....	14
Ингибирующий.....	15
КСЛ/полимерный (биополимерный) .....	18
Обоснование параметров и свойств бурового раствора .....	19
Плотность бурового раствора.....	19
Расчет скорости восходящего потока.....	20
Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	20
Расчёт гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе .....	22
Расчёт потребного количества бурового раствора.....	24
Расчёт потребного количества химических реагентов .....	27
Контроль параметров бурового раствора.....	28
Выбор технических средств, для очистки бурового раствора и регенерации свойств бурового раствора .....	30
Вопросы для защиты РГР .....	30
Рекомендательный библиографический список.....	32

**РАСТВОРЫ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ**

*Методические указания к самостоятельным работам  
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

Сост. *Е.Л. Леушева*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой  
бурения скважин

Ответственный за выпуск *Е.Л. Леушева*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 24.05.2022. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 1,9. Усл.кр.-отт. 1,9. Уч.-изд.л. 1,5. Тираж 30 экз. Заказ 301.

Санкт-Петербургский горный университет  
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета  
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2