

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Методические указания

По выполнению лабораторных работ
по дисциплине
«Охрана окружающей среды в нефтегазовом деле»

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Направленность (профиль) «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Ставрополь 2026г.

СОДЕРЖАНИЕ

Лабораторная работа 1	Определение массовой концентрации нефтепродуктов в пробах сточных вод	5
Лабораторная работа 2	Определение содержания взвешенных веществ и общего содержания примесей в пробах сточных вод	10
Лабораторная работа 3	Определение массовой концентрации нефти и нефтепродуктов в почве	16
Лабораторная работа 4	Определение содержания сероводорода в почве	19
Лабораторная работа 5	Определение содержания сероводорода в почве	19
Лабораторная работа 6	Определение объема шламовых амбаров для бурения и эксплуатации нефтяных скважин	23
Лабораторная работа 7	Определение объема шламовых амбаров для бурения и эксплуатации нефтяных скважин	23
Рекомендуемая литература		26

Лабораторная работа №1

Определение массовой концентрации нефтепродуктов в пробах сточных вод

Цель и содержание работы: Изучение методики определения массовой концентрации нефтепродуктов в пробах очищенных сточных вод методом колоночной хроматографии с гравиметрическим окончанием

1. Теоретическое обоснование

Метод определения массовой концентрации основан на извлечении нефтепродуктов из анализируемых вод органическим растворителем, отделении от полярных соединений других классов колоночной хроматографией на оксиде алюминия и количественном определении гравиметрическим методом.

Нормы погрешностей измерений установлены ГОСТ 27384 «Вода. Нормы погрешности измерений состава и свойств».

Настоящая методика обеспечивает получение результатов анализа с погрешностями, не превышающими значений, рассчитанных по соотношениям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1 – Значения характеристики погрешности и её составляющих

Диапазон определяемых содержаний, мг/дм ³	Методическая характеристика		
	Погрешность, δ , % ($P=0,95$)	Норматив оперативного контроля воспроизводимости, D , % ($P=0,95, m=2$)	Норматив оперативного контроля сходимости, d , % ($P=0,95, n=2$)
Природные воды			
0,3– 0,9	50	69	53
>0,9	25	35	26
Сточные воды			
0,3– 0,5	50	69	53
> 0,5 -50	25	35	26

>50	10	14	11
-----	----	----	----

2. Средства измерений, вспомогательное оборудование,

материалы, реактивы

2.1 Средства измерений, вспомогательное оборудование.

Весы лабораторные 2-го класса точности;

Вентилятор ВН10-У4;

Термометр КШ-14123.

2.2 Посуда

Колбы конические К-205-ТХС;

Холодильник ХПТ;

Колба КН-500;

Воронка ВД-3-1000;

Цилиндр 1-1000;

Мензурка 100;

Стаканчики для взвешивания (бюксы);

Пипетки мерные с делениями 0,1 см³;

Бутыли с притертыми пробками 2000-3000 см³ для отбора и проб;

хранения Колонка с оксидом алюминия.

2.3 Реактивы

Гексан;

Углерод четыреххлористый;

Хлороформ;

Алюминия оксид;

Натрий сернокислый;

Кислота соляная;

Кислота серная.

Все реактивы должны быть квалификации не ниже х.ч.

3. Указания по технике безопасности

3.1 Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

3.2 Допуск студентов к выполнению лабораторной работы осуществляется только в присутствии преподавателя.

4. Отбор и хранение проб

4.1 Пробы воды отбирают в стеклянные емкости с притертыми пробками. Если определение нефтепродуктов в день отбора невозможно, то пробы консервируют 2-4 см³ экстрагента (четырёххлористый углерод, хлороформ) на 1 дм³ воды. Законсервированные пробы могут храниться в течение двух недель.

При определении нефтепродуктов методом колоночной хроматографии объем пробы должен составлять не менее 3 – 3,5 дм³.

5. Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к измерениям проводятся следующие работы:

В стеклянную трубку длиной 10 см и диаметром 0,7 - 1,0 см (с оттянутым нижним концом) помещают стеклянную вату слоем 0,5 см, затем 2 – 3 см оксида алюминия и снова стеклянную вату. Слой оксида алюминия в 2 – 3 см достаточен для поглощения 50 – 100 мг полярных соединений. Оксид алюминия в колонке меняется после каждой пробы.

Мешающие влияния, обусловленные присутствием в пробе органических веществ других классов, устраняются в ходе анализа: одни остаются нерастворимыми в гексане, другие (фенолы, нефтеновые кислоты) сорбируются оксидом алюминия.

6. Выполнение измерений

Выполняются следующие операции:

3 – 3,5 дм³ пробы воды подкисляют соляной кислотой ($\rho = 1,19$ г/см³) до $\text{pH} < 5$. Затем приливают 150 см³ хлороформа или четыреххлористого углерода и перемешивают в течение 10 мин. Большую часть водного слоя переливают в другой сосуд, и оставшийся слой воды и слой хлороформа помещают в дополнительную воронку вместимостью 500 – 700 см³.

Через 15 мин. сливают нижний слой хлороформа в коническую колбу ($V = 500$ см³), стараясь не захватить ни воды, ни промежуточного слоя эмульсии.

Переливают водный раствор из второго сосуда в первый, туда же сливают водный слой с эмульсией из делительной воронки, добавляют вторую порцию хлороформа 150 см³ и снова перемешивают мешалкой в течение 5 – 7 мин. Снова сливают большую часть водного слоя, а остаток переносят в делительную воронку. Через 15 мин. отделяют второй экстракт.

Колбу с экстрактом ставят на закрытую электроплитку и отгоняют хлороформ, пока не останется 10 – 20 см³ раствора. После остывания раствор переливают в бюкс, остатки хлороформа испаряют в потоке воздуха от вентилятора. Бюкс взвешивают через каждые 2 мин. до получения стабильной массы, показывающей содержание экстрагируемых веществ.

Остаток после отгонки хлороформа растворяют в 1 – 2 см³ н – гексана; полученный раствор пропускают через колонку соксидом алюминия, промывая несколькими порциями н – гексана (всего 41 – 45 см³).

Н-гексан удаляют из бюкса испарением при комнатной температуре вентилятором (также как и хлороформ).

Разность между массой бюкса и остатком после удаления Н-гексана и массой пустого бюкса определяет содержание нефтепродуктов в пробе сточной воды.

7. Обработка результатов измерений

Содержание массовой концентрации нефтепродуктов X (в мг/дм³)

рассчитывается по формуле:

$$X = (m_1 - m_2) \cdot 1000 / V,$$

где m_1 - масса бюкса с остатком после удаления гексана, мг;

m_2 - масса пустого бюкса, мг;

V - объем пробы, взятой для анализа, см³

Для двух параллельных определений получают два значения концентрации X_1 и X_2 , рассчитывают среднее арифметическое значение и оценивают достоверность полученных результатов по таблице 1.

8. Содержание отчета и его форма

8.1. В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, её тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и реактивы;
- порядок выполнения работы;

Результаты работы должны быть занесены в таблицу.

Таблица 2 – Результаты определения массовой концентрации нефтепродуктов в сточной воде

№ измерения	Масса бюкса с нефтепродуктом, m_1 , мг	Масса пустого бюкса, m_2 , мг	Объем пробы воды, V , см ³	Концентрация нефтепродуктов в сточной воде, X , мг/дм ³
I				
II				

9. Контрольные вопросы и защита работы

9.1. Как определяется массовая концентрация нефтепродуктов в пробе сточных вод?

9.2. Как оценивается достоверность полученных результатов?

Лабораторная работа № 2
Определение содержания взвешенных веществ и общего
содержания примесей в пробах сточных вод
гравиметрическим методом

Цели и содержание работы: Изучение методики определения массовой концентрации примесей в сточных водах.

1. Теоретическое обоснование

Настоящая методика количественного химического анализа должна обеспечить получение результатов с погрешностями, не превышающими значений, приведенных в таблице 3.

Таблица 3 – Значения погрешности и ее составляющих

Диапазон измеряемых содержаний, мг/дм ³	Погрешность Δ , мг/дм ³	Норматив оперативного контроля воспроизводимости (для двух измерений $m=2$), Δ , мг/дм ³
Взвешенные вещества		
2,0– 10,0	1	1,4
10,0–50,0	2	2,8
>50,0	5	7,0
Общее содержание примесей		
10,0–100,0	5	7,0
>100	10	14,0
>100		

2. Средства измерений, вспомогательное оборудование, материалы, реактивы

2.1 Средства измерений, вспомогательное оборудование

Весы лабораторные 2-го класса точности;

Шкаф сушильный общелабораторного назначения;

Печь муфельная;

Плитка электрическая с закрытой спиралью;

Баня водяная;

Устройство для фильтрования проб под вакуумом с использованием мембранных фильтров;

Цилиндры мерные 1(3)–500; 1(3)–1000; Воронки лабораторные В-56-80ХС;

Колбы конические Кн-2-500-40ТХС; Кн-2-1000-42;

Стаканы химические В-1-500 ТС;

Стаканчики для взвешивания (бюксы) СН-45/13, СН-60/14;

Чашки выпарительные 3 (4);

Тигли фарфоровые с крышками 3 (2);

Чашки биологические (Петри) ЧБН-1-100;

Эксикатор;

Пинцет.

2.2 Реактивы и материалы

Фильтры мембранные с размером пор 0,45 мкм любого типа диаметром не более 6 см, устойчивые к нагреванию при 100 °С, или фильтры бумажные обеззоленные «синяя лента» диаметром не более 11 см;

Соляная кислота;

Вода дистиллированная;

3. Указания по технике безопасности

3.1 Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

3.2 Допуск студентов к выполнению лабораторной работы осуществляется только в присутствии преподавателя.

4. Отбор и хранение проб

4.1 Посуду, предназначенную для отбора и хранения проб, промывают раствором соляной кислоты 1:1, а затем дистиллированной водой.

4.2 Пробы воды отбираются в стеклянную посуду. Использование полиэтиленовой посуды допускается, если анализ пробы будет выполнен в тот же день.

Объем отбираемой пробы должен быть не менее 1000 см³ при содержании взвешенных веществ менее 50 мг/дм³ и не менее 500 см³ при содержании взвешенных веществ 50 мг/дм³ и выше.

4.3 Пробы анализируются не позже, чем через 6 ч. После отбора или хранения в холодильнике при $t < 5^{\circ}\text{C}$ не более 7 дней.

5. Подготовка к выполнению измерений

5.1 Подготовка мембранных фильтров.

Фильтры кипятят в дистиллированной воде 5 – 10 мин. 3 раза, сливая после каждого раза воду и заменяя её свежей. Затем фильтры помещают в чашки Петри и сушат в сушильном шкафу при 105 °С в течение часа. Чистые фильтры хранят в закрытых чашках Петри.

Перед использованием фильтр маркируют мягким карандашом. С помощью пинцета помещают в маркированный бюкс, сушат при 105 °С в

течение часа, охлаждают в эксикаторе и взвешивают закрытый бюкс с фильтром на аналитических весах.

5.2 Подготовка бумажных фильтров.

Бумажные обеззоленные фильтры «синяя лента» маркируют, складывают, помещают в воронки и промывают 100 – 150 см³ дистиллированной воды.

Затем пинцетом вынимают фильтр из воронки, помещают в сложенном виде в маркированный бюкс и высушивают в сушильном шкафу при 105 °С в течение часа. Затем охлаждают бюкс с фильтром в эксикаторе, закрыв крышками, взвешивают на аналитических весах. Повторяют процедуру сушки до тех пор, пока разница между взвешиваниями будет не более 0,5 мг.

5.3 Подготовка тиглей.

Фарфоровые тигли с крышками промывают раствором соляной кислоты, затем дистиллированной водой, сушат, прокаливают при 600 °С в течение 2 часов, охлаждают в эксикаторе и взвешивают.

Повторяют прокаливание до тех пор, пока разница между взвешиваниями будет не более 0,5 мг.

5.4 Приготовление раствора соляной кислоты

30 см³ соляной кислоты смешивают с 170 см³ дистиллированной воды.

6. Выполнение анализа

6.1 Определение взвешенных веществ с использованием мембранного фильтра.

Мембранный фильтр закрепить в устройстве для фильтрования и пропустить тщательно перемешанный отмеренный объем анализируемой воды, последний зависит от количества взвеси. Масса осадка взвешенных веществ на фильтре должна быть не менее 2 мг и не более 200 мг. Приставший к стенкам воронки для фильтрования осадок смывают на мембранный фильтр порцией фильтрата.

По окончании фильтрования фильтр с осадком дважды промывают дистиллированной водой порциями по 10 см³, извлекают пинцетом из устройства для фильтрования, помещают в тот жебюкс, подсушивают сначала на воздухе, а затем в сушильном шкафу при 105 °С в течение часа, после чего взвешивают. Повторют процедуру сушки до тех пор, пока разница между взвешиваниями будет не более 0,5 мг при массе осадка 50 мг и менее и 1 мг при массе более 50 мг.

6.2. Определение взвешенных веществ и использованием бумажного фильтра.

Подготовленный и слегка смоченный фильтр помещают в воронку, через него фильтруют объем воды.

По окончании фильтрования дают воде стечь, фильтр с осадком трижды промывают дистиллированной водой порциями по 10 см³, осторожно пинцетом вынимают и помещают в бюкс. Фильтр высушивают 2 часа при 105 °С, охлаждают в эксикаторе и, закрыв крышку, взвешивают. Требования к взвешиванию по п. 6.1.

6.3. Определение общего содержания примесей.

Выпарительные чашки помещают в водяную баню, постепенно приливают тщательно отмеренный перемешанный объем анализируемой воды, содержащей от 10 до 250 мг примесей, и упаривают до объема 5 – 10 см³.

Пробу переносят в тигель, подготовленный по п. 4.3, чашку промывают дистиллированной водой порциями в тигль. Упаривают пробу досуха.

После выпаривания дно тигля для удаления накипи протирают соляной кислотой и промывают дистиллированной водой.

Тигель переносят в сушильный шкаф и сушат по требованию п. 5.3.

7. Обработка результатов измерений.

Содержание взвешенных веществ в анализируемой пробе равно

$$C_x = (m_{\text{фо}} - m_{\text{ф}}) \cdot 1000 / V, (\text{мг/дм}^3)$$

где $m_{\text{фо}}$ - масса бюкса с мембранным или бумажным фильтром с осадком, г;

$m_{\text{ф}}$ - масса бюкса с фильтром до опыта, г;

V - объем профильтрованной воды, дм³.

Общее содержание примесей в пробе определяют по формуле: $C =$

$$(m_2 - m_1) \cdot 1000 / V, (\text{мг/дм}^3)$$

где m_1 - масса тигля, г;

m_2 - масса тигля с осадком, г;

V - объем пробы воды, взятой для упаривания, дм³.

Результат количественного анализа представляют в виде $C \pm \Delta$, где Δ - характеристика погрешности измерения при $P = 0,95$ (принимается для конкретных условий по табл. 1).

8 Содержание отчета и его форма

8.1 В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, её тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и реактивы;
- порядок выполнения работы;
- результаты работы должны быть записаны в таблицу

Таблица 4 – Результаты определения содержания примесей в пробе сточных вод

№ измерения	Масса бюкса с фильтром, $m_{\text{фо}}$, г	Масса бюкса до опыта, $m_{\text{ф}}$, г	Объем профильтрованной воды, дм ³	Содержание взвешенных веществ, C_x , мг/дм ³	Масса тигля, m_2 , г	Масса пустого тигля, m_1 , г	Объем воды V , дм ³	Общее содержание примесей в пробе C , мг/дм ³
I								
II								

9 Контрольные вопросы и защита работы

9.1 Как определяются общее содержание взвешенных веществ и примесей в пробе сточных вод?

9.2 Как оценивается достоверность полученных результатов?

Лабораторная работа № 3
Определение массовой концентрации
нефти и нефтепродуктов в почве

Цель и содержание работы: Изучение методики определения массовой концентрации нефти и нефтепродуктов в почве.

1. Теоретическое обоснование

Метод определения массовой концентрации основан на извлечении нефтепродуктов из анализируемых проб почвы органическим растворителем, отделении от полярных соединений других классов колоночной хроматографией на оксиде алюминия и количественном определении гравиметрическим методом

2. Аппаратура и реактивы

Весы лабораторные аналитические; Сушильный шкаф;

Баня водяная с закрытым обогревом;

Хроматографическая колонка высотой 10–15 см и диаметром 1–2 см; Сито с размером ячеек в свету 1 мм;

Фильтры «белая лента»;

Колбы стеклянные, термостойкие, 160 см³;

Стаканчики для взвешивания 5 см³;

Хлороформ, х.ч.;

Н-гексан, х.ч.;

Оксид алюминия, ч.д.а.; Волокно
стеклянное.

3 Указания по технике безопасности

3.1 Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

3.2 Допуск студентов к выполнению лабораторной работы осуществляется только в присутствии преподавателя.

4 Методика выполнения работы

Отбор и хранение проб почвы осуществляется согласно требованиям ГОСТ.

Образец почвы просушивают, измельчают и протирают через сито с размером ячеек в свету 1 мм. Из образца отбирают пробу почвы массой 10 – 100 г., которую высушивают до постоянной массы.

Навеску пробы помещают в колбу объемом 160 см³ и смачивают хлороформом до влажного состояния. Затем несколько раз проводят экстракцию путем добавления 10 – 15 см³ хлороформа до получения в последней порции бесцветного экстракта.

Экстракт из колбы сливают в стакан емкостью 50 – 100 см³. Полученную хлороформную вытяжку выпаривают в вытяжном шкафу на водяной бане.

Оставшийся в стакане после испарения хлороформа осадок растворяют 5 – 10 см³ н-гексана и переносят в хроматографическую колонку, стаканчик ополаскивают несколько раз 2 см³ н-гексана и этот слив так же вносят в колонку.

После окончания фильтрации через слой оксида алюминия колонку промывают 2 – 3 порциями н-гексана (по 2 – 3 см³). Стаканчик с раствором нефтепродуктов в н-гексане (освобожденных от полярных соединений) помещается в вытяжной шкаф, где н-гексан испаряется при комнатной температуре в потоке воздуха.

После полного удаления н-гексана стаканчик взвешивают, выдерживают в течение получаса для полного испарения н-гексана.

Повторно взвешивают на аналитических весах, при совпадении массы, анализ заканчивают.

5 Обработка результатов измерений

Содержание нефтепродуктов в почве (мг/кг) вычисляется по формуле

$$C = \frac{A}{B} \cdot 1000,$$

где А – количество нефтепродуктов в пробе, мг; В – навеска почвы, взятой для анализа, г.

6 Содержание отчета и его форма

6.1 В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, её тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;
- методика и порядок проведения работы;
- результаты работы должны быть записаны в таблицу.

Таблица 5 – Результаты определения содержания нефтепродуктов в почве

№ измерения	Количество нефтепродуктов, А, мг	Навеска пробы почвы, В, г	Содержание нефтепродуктов, С, мг/кг
I			
II			

7 Контрольные вопросы и защита работы

7.1 В чем заключается методика определения содержания нефтепродуктов в почве?

7.2 Как выполняется работа?

Лабораторная работа № 4 - 5

Определение содержания сероводорода в почве

Цель и содержание работы: Изучение и освоение методики определения массовой концентрации сероводорода в почвах, загрязненных нефтепродуктами.

1 Теоретическое обоснование

Измерение основано на окислении сероводорода йодом, выделившимся при взаимодействии иодида калия с перманганатом калия в кислой среде.

Нижний предел обнаружения 0,34 мг/кг почвы.

Точность определения $\pm 25\%$.

Измеряемые концентрации – от 0,34 до 2000 мг/кг.

2 Средства измерения, реактивы, материалы

Аппарат для встряхивания.

Весы лабораторные 2-го класса точности, с погрешностью взвешивания не более 0,0005 г.

Пипетки емкостью 1, 2, 5, 10 см³. Бюретка емкостью 50 см³.

Калия перманганат KMnO_4 , х.ч.

Натрий серноватистокислый Na_2SO_3 , ч.д.а.

Серная кислота, $\rho = 1,84 \text{ г/см}^3$, ч. д. а.

Калия иодид, х.ч.

Крахмал растворимый, ч.д.а.

Бидистиллированная вода.

3 Указания по технике безопасности

3.1 Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

3.2 Допуск студентов к выполнению лабораторной работы осуществляется только в присутствии преподавателя.

4 Подготовка к проведению измерений. Приготовление растворов

Калия перманганат, 0,01 М раствор. Навеску (1,58 г марганцевокислого калия) растворяют в 1 дм³ бидистиллированной воды.

Натрия тиосульфат, 0,005 М раствор. Навеску (0,79 г) растворяют в колбе емкостью 1 дм³ в бидистиллированной воде.

Серная кислота, разведенная (1:3). Раствор готовят, смешивая 1 объем серной кислоты и три объема бидистиллированной воды.

Калия иодид, 10% раствор. 10 г иодистого калия растворяют в 100 см³ бидистиллированной воды.

Крахмал, 1%- раствор. 1 г крахмала растворяют в 10 см³ бидистиллированной воды, вливают в 90 см³ кипящей воды при помешивании и кипятят 2 – 3 мин до просветления раствора, консервируют, добавляя 1 – 2 капли хлороформа.

Бидистиллированная вода. Получают перегонкой дистиллированной воды в кварцевой посуде.

5 Отбор проб

Отбор проб почвы производят по утвержденной методике. Проба должна сохраняться не более 6 ч в герметично закрытой склянке.

6 Методика проведения измерений

100 г почвы помещают в коническую колбу, приливают 200 см³ бидистиллированной воды, колбу закрывают и встряхивают в течение 30 минут.

100 см³ фильтрата переносят в коническую колбу, подкисляют несколькими каплями раствора серной кислоты, приливают 1 см³ 10 %-ного раствора иодида калия, взбалтывают и переливают из бюретки 0,01 М раствор перманганата калия до появления желтого окрашивания.

Избыток йода оттитровывают 0,005 М раствором тиосульфата натрия, прибавляя к концу титрования несколько капель 1 % раствора крахмала.

Разность между объемами прилитого 0,01 М раствора перманганата калия и раствора тиосульфата натрия, израсходованного на титрование, соответствует количеству 0,01 М раствора йода, израсходованного на окисление сероводорода в 100 см³ фильтрата. 1 см³ 0,01 М раствора йода соответствует 0,17 мг сероводорода.

7 Обработка результатов измерений

Разность между количеством 0,01 М раствора KMnO₄ и раствором тиосульфата натрия, пошедших на титрование, равна, например, 3 см³. Следовательно, количество H₂S составляет

$$0,17 \text{ мг H}_2\text{S} \cdot 3 = 0,51 \text{ мг H}_2\text{S (в 100 см}^3 \text{ фильтрата)}.$$

Следовательно, в 200 см³ фильтрата (или в 100 г почвы) содержится 1,02 мг H₂S, а концентрация может быть рассчитана по формуле

$$C = \frac{1000 \cdot 1,02}{100} = 10,2 \text{ мг/кг}$$

8 Содержание отчета и его форма

8.1 В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, её тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;

- методика и порядок проведения работы;
- результаты работы должны быть занесены в таблицу.

Таблица 6 – Результаты определения содержания H_2S в почве.

№ измерения	Объем KMnO_4 , прилитого к пробе, cm^3	Количество раствора тиосульфата натрия, пошедшего на титрование, cm^3	Концентрация H_2S в почве, мг/кг
I			
II			

9 Контрольные вопросы и защита отчета

9.1 В чем заключается методика определения содержания H_2S в почве?

9.2 Как выполняется работа?

Лабораторная работа №6-7

Определение объема шламовых амбаров для бурения и эксплуатации нефтяных скважин

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин рассчитывают с использованием табл. 7.

Таблица 7

№ п/п	Наименование	Конструкция скважины (диаметр обсадных колонн)
1.	Диаметр скважины D_i , мм	
2.	Длина интервала ствола скважины l_i , м	
3.	Площадь сечения, m^2	
4.	Коэффициент кавернозности k_i	
5.	Объем интервала скважины, m^3	
	Итого: объем всей скважины, $V_n m^3$	

2. Объем шлама: $V_m = V_n \times 1,2$,

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы.

3. Объем отработанного бурового раствора, сбрасываемого в прискважинный амбар (при условии повторного использования), определяется из расчета 25% от объема исходного и наработанного БР: $V_{обр} = 0,25 V_n \times K_i + 0,5 V_{ц}$,

где K_i - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с РД 39-3-819-91 $K_i = 1,052$);

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы буровой установки, определяется в соответствии с табл. 8,

Расчёт объёма отходов бурения определяется в соответствии с РД 39-3-819-91 и СТО 08-000-055-86.

Таблица 8-Исходные данные для расчёта объёма циркуляционной системы

Глубина бурения, м	Тип буровой установки	Полезный объём циркуляционной системы, м ³
2000	БУ-2000	90
2500	БУ-2500	90
3000	БУ-3000	120
4000	БУ-4000	150
5000	БУ-5000	180
6000	БУ-6000	240
8000	БУ-8000	300
10000	БУ-10000	360

4. Объём буровых сточных вод при внедрении оборотной системы водоснабжения ($V_{\text{БСВ}}$) рассчитывается по формуле

$$V_{\text{БСВ}} = 0,25 V_{\text{ОБР}}.$$

5. Расчёт объёма шламового амбара ($V_{\text{ша}}$) производится по следующей формуле:

$$V_{\text{ша}} = 1,1 (V_{\text{ш}} + V_{\text{ОБР}} + V_{\text{БСВ}}).$$

Рекомендуемая литература

1. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шелестов В.Ю. Справочник инженера эколога нефтегаздобывающей промышленности по методам анализа загрязнителей окружающей среды: В 3 ч. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 1999

Ч.1: Вода. – 732 с.: ил.

Ч.2: Почва. – 634 с.: ил.

2. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих. РД 51-1-96. М.: 1998

Министерство образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»

Вержбицкий В.В., Андрианов И.И., Полтавская М.Д., Никитина Н.В.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

Учебно-методическое пособие

Ставрополь
2025

Содержание

Практическое занятие №1. Основные требования в области охраны окружающей среды на предприятиях нефтегазового комплекса	5
Практическое занятие № 2. Основные виды воздействия на окружающую среду	15
Практическое занятие №3. Характер загрязнения природной среды при строительстве нефтяных и газовых скважин	23
3.1 Источники загрязнения окружающей природной среды при бурении скважин, отходы бурения	23
3.2 Расчет объемов выбуренной породы при бурении скважины	30
3.3 Определение объемов отработанного бурового раствора и бурового шлама	35
Практическое занятие №4. Определение объема шламовых амбаров для бурения и эксплуатации нефтяных скважин	42
Практическое занятие №5. Факельное хозяйство	43
5.1 Расчет высоты факельного ствола высокого давления	48
5.2 Расчет высоты факельного ствола низкого давления	50
Практическое занятие №6. Утечки нефти и газа через отверстия в трубе	
Список рекомендуемой литературы	57

ПРЕДИСЛОВИЕ

Целью изучения дисциплины «Охрана окружающей среды в нефтегазовом деле» является формирование набора общекультурных и профессиональных компетенций будущего бакалавра по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Задачей освоения дисциплины является приобретение студентами знаний об экологической устойчивости природной среды к техногенному воздействию процессов строительства и эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа; правовой основе охраны окружающей природной среды; технике и технологии очистки и утилизации отработанных буровых растворов и шлама; выборе природоохранных мероприятий в НГД.

Компетенции обучающегося, формируемые в результате освоения дисциплины: способность оценивать риски и принимать меры по обеспечению безопасности технологических процессов в нефтегазовом производстве, защиты недр и охраны окружающей среды – ПК-14.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен: знать: - правила безопасной работы в лабораториях; - организационные и правовые средства охраны окружающей среды; уметь: - грамотно использовать нормативно-правовые акты при работе с экологической документацией; - применять в практической деятельности принципы рационального использования природных ресурсов; владеть: - методами выбора рационального способа снижения воздействия на окружающую среду.

Практическое занятие №1. Основные требования в области охраны окружающей среды на предприятиях нефтегазового комплекса

Цель занятия: «Ознакомиться с основными нормативными документами и их требованиями в области охраны окружающей среды в нефтегазовой отрасли».

Организационная форма занятия – традиционная.

По Федеральному закону «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ требования в области охраны окружающей среды (далее также – природоохранные требования) – это предъявляемые к хозяйственной и иной деятельности обязательные условия, ограничения или их совокупность, установленные законами, иными нормативными правовыми актами, природоохранными нормативами, государственными стандартами в области охраны окружающей среды.

В общем виде природоохранные требования к объектам нефтегазового комплекса сформулированы в ст. 46 Федерального закона «Об охране окружающей среды» (в ред. Федерального закона от 18.12.2006 № 232-ФЗ) «Требования в области охраны окружающей среды при размещении, проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию и эксплуатации объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки».

Правовые нормы:

1. Размещение, проектирование, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию и эксплуатация объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки должны осуществляться в соответствии с требованиями, установленными законодательством в области охраны

окружающей среды.

2. При размещении, проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию и эксплуатации объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки должны предусматриваться эффективные меры по очистке и обезвреживанию отходов производства и сбора нефтяного (попутного) газа и минерализованной воды, рекультивации нарушенных и загрязненных земель, снижению негативного воздействия на окружающую среду, а также по возмещению вреда окружающей среде, причиненного в процессе строительства и эксплуатации указанных объектов.

3. Строительство и эксплуатация объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации. Основные требования в области охраны окружающей среды на предприятиях нефтегазового комплекса (ст. 23, п. 1, 2), осуществлению выбросов на основании разрешений (ст. 23, п. 4), соблюдению утвержденных технологий и нормативов качества окружающей среды (ст. 39) отражены и конкретизированы в Федеральном законе «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 № 96-ФЗ (ст. 12, 14, 16). Порядок разработки нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) определен постановлением Правительства РФ от 02.03.2000 № 183 «О нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него». Разработка нормативов ПДВ осуществляется в нашей стране уже около 30 лет в соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями». Нормативы качества атмосферного воздуха установлены в гигиенических нормативах, утвержденных постановлением Главного санитарного врача РФ: ГН 2.1.6.1338-03 «Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» (с доп. и изм. ГН 2.1.6.1765-03, ГН

2.1.6.1983-05иГН2.1.6.1986-06)иГН2.1.6.1339-03«Ориентировочные безопасные уровни воздействия загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» (с доп. и изм.). При разработке нормативов ПДВ учитываются санитарные правила СанПиНции нефти, газа и продуктов их переработки допускаются при наличии проектов восстановления загрязненных земель в зонах временного и (или) постоянного отвода земель, положительного заключения государственной экспертизы проектной документации.

4. Строительство и эксплуатация объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки и хранения нефти и газа, расположенных в акваториях водных объектов, на континентальном шельфе и в исключительной экономической зоне Российской Федерации, допускаются при наличии положительных заключений государственной экологической экспертизы, государственной экспертизы проектной документации и иных установленных законодательством государственных экспертиз после восстановления загрязненных земель.



Рисунок 1. – Строительство завода в рамках проекта «Сахалин-2»

На объекты нефтегазового комплекса распространяются все требования к субъектам хозяйственной деятельности в области охраны окружающей среды. Основные из этих требований отражены в ст. 23, 24, 30, 32–39, 51, 52, 54, 55, 61, 67, 73 данного закона.

Требования в области охраны окружающей среды, содержащиеся в указанных статьях, тесно связаны с нормами других федеральных законов и конкретизированы в подзаконных нормативных правовых актах.

Требования по разработке нормативов допустимых выбросов и технических нормативов (ст. 23, п. 1, 2), осуществлению выбросов на основании разрешений (ст. 23, п. 4), соблюдению утвержденных технологий и нормативов качества окружающей среды (ст. 39) отражены и конкретизированы в Федеральном законе «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 № 96-ФЗ (ст. 12, 14, 16).

Порядок разработки нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) определен постановлением Правительства РФ от 02.03.2000 № 183 «О нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него». Разработка нормативов ПДВ осуществляется в нашей стране уже около 30 лет в соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями». Нормативы качества атмосферного воздуха установлены в гигиенических нормативах, утвержденных постановлением Главного санитарного врача РФ: ГН 2.1.6.1338-03 «Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» (с доп. и изм. ГН 2.1.6.1765-03, ГН 2.1.6.1983-05 и ГН 2.1.6.1986-06) и ГН 2.1.6.1339-03 «Ориентировочные безопасные уровни воздействия загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» (с доп. и изм.). При разработке нормативов ПДВ учитываются санитарные правила СанПиН 2.1.6.1032-01

«Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест». Разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух выдаются в соответствии с приказами Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) от 07.02.2007 № 56 и от 19.02.2007 № 84.

Требования Федерального закона «Об охране окружающей среды в отношении охраны озонового слоя атмосферы» не отражены в других федеральных законах и реализуются в нормах специальных постановлений Правительства РФ о регулировании производства, потребления, ввоза в Россию и вывоза из России озоноразрушающих веществ (от 08.05.1996 № 563, от 05.05.1999 № 490, от 09.12.1999 № 1368, от 19.12.2000 № 1000, от 27.08.2005 № 539). Разрешение на трансграничное перемещение озоноразрушающих веществ и содержащей их продукции выдается в соответствии с приказом Ростехнадзора от 24.09.2004 № 101.

Требования об охране окружающей среды от негативного физического воздействия (ст. 55) не предполагают получения каких-либо разрешений и реализуются в нормах законодательства о санитарно-эпидемиологическом благополучии населения путем установления нормативов предельно допустимых уровней таких воздействий. Рассмотренные выше требования ст. 23 и 39 Федерального закона «Об охране окружающей среды» в отношении сбросов загрязнений в водные объекты в настоящее время практически не конкретизированы, по существу, оказались в правовом «вакууме», т.е. они не связаны с нормами других законов и даже противоречат им. В новом одном кодексе РФ от 03.06.2006 № 74-ФЗ содержится лишь рамочное требование установления и соблюдения нормативов допустимого воздействия на водные объекты, что не идентично понятию сброса загрязняющих веществ. При этом утрачены применявшиеся ранее для разработки нормативов предельно допустимых сбросов (ПДС) нормативы качества воды в водных объектах, которые содержал «Перечень рыбохозяйственных нормативов: предельно допустимые концентрации

(ПДК) и ориентировочно безопасные уровни воздействия (ОБУВ) вредных веществ для воды водных объектов, имеющих рыбохозяйственное назначение» (утвержден Государственным комитетом РФ по рыболовству 28 апреля 1999 г., № 96), поскольку по Федеральному закону от 03.06.2006 № 73-ФЗ (ст. 4) со дня введения в действие нового Водного кодекса (т.е. с 01.01.2007) законодательные акты СССР, содержащие нормы, регулирующие водные отношения, признаются недействующими. По существу, в настоящее время разработка ПДС регламентируется только законодательством о санитарно-эпидемиологическом благополучии. В соответствии с СанПиН 2.1.7.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод» (раздел 6) для объектов, сбрасывающих сточные воды, устанавливаются нормативы предельно допустимых сбросов (ПДС) веществ в водные объекты, которые утверждаются специально уполномоченными органами по охране окружающей природной среды только после согласования с органами и учреждениями государственной СЭС.

ПДС устанавливаются для каждого выпуска сточных вод и каждого загрязняющего вещества, в том числе продуктов его трансформации, исходя из условия, что их концентрации не будут превышать гигиенические нормативы химических веществ и микроорганизмов в воде водного объекта в створе не далее 500 м от места выпуска. При расчете ПДС ассимилирующая способность водных объектов не должна учитываться. При наличии в сточных водах химических веществ, содержащихся в воде фонового створа (принятого для расчета ПДС) на уровне ПДК, в расчетах ПДС не должны учитываться процессы разбавления.

В соответствии с СанПиН 2.1.7.980-00 водопользователи обязаны:

- проводить согласованные с органами и учреждениями государственной СЭС или по предписаниям указанных органов и учреждений организационно-технические, санитарно-эпидемиологические или иные мероприятия, направленные на соблюдение гигиенических нормативов качества воды водных объектов;

- обеспечивать проведение работ по обоснованию безопасности и безвредности для здоровья человека материалов, реагентов, технологических процессов и устройств, используемых при очистке сточных вод, в канализационных, гидротехнических сооружениях и других технических объектах, которые могут привести к загрязнению поверхностных вод;
- обеспечивать контроль состава сбрасываемых сточных вод и качества воды водных объектов;
- своевременно, в установленном порядке, информировать органы и учреждения государственной СЭС об угрозе возникновения, а также при возникновении аварийных ситуаций, представляющих опасность для здоровья населения или условий водопользования.

Нормативы качества воды водных объектов, действующие в настоящее время, установлены в гигиенических нормативах ГН 2.1.5.1315-03

«Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» и ГН 2.1.5.1316-03 «Ориентировочно допустимые уровни (ОДУ) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования», которые существенно мягче ранее упомянутых нормативов для рыбохозяйственных водоемов. Разрешение на сброс загрязняющих веществ выдается в соответствии с приказом Ростехнадзора от 10.07.2006 № 675.

Правовые нормы, регулирующие установление лимитов на выбросы и сбросы (с превышением ПДВ или ПДС), содержатся в приказе Ростехнадзора от 20.02.2007 № 87.

Непосредственно с требованиями нормирования выбросов и сбросов загрязняющих веществ в целях охраны атмосферного воздуха и водных объектов связано требование Федерального закона «Об охране окружающей среды» (ст. 52) по установлению защитных и охранных зон. Размер санитарно-защитных зон и условия деятельности в пределах их территории регламентированы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и

санитарная классификация предприятий сооружений и иных объектов», водоохранных зон – Водным кодексом от 03.06.2006 № 74-ФЗ (ст. 65).

Требования Федерального закона «Об охране окружающей среды» (ст. 24, 30, 32, 33, 36, 38, 39, 51) в отношении обращения с отходами дополнены и конкретизированы в нормах Федеральных законов «О лицензировании отдельных видов деятельности», «Об отходах производства и потребления», «Об охране атмосферного воздуха», «Об экологической экспертизе», «О безопасности гидротехнических сооружений».

В соответствии с Федеральным законом «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 № 89-ФЗ (с доп. и изм.) индивидуальные предприниматели и юридические лица, осуществляющие деятельность в области обращения с отходами, разрабатывают проекты нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Порядок разработки и утверждения этих проектов определен постановлением Правительства РФ от 16.06.2000 № 461 и приказом Министерства природных ресурсов РФ от 11.03.2002 № 115. При разработке и утверждении нормативов образования отходов реализуются требования законодательства о безопасном размещении отходов.

Наиболее значимым является требование о лицензировании в области обращения с опасными отходами, установленное федеральными законами «О лицензировании отдельных видов деятельности» (ст. 17) и «Об отходах производства и потребления» (ст. 9). По постановлению Правительства РФ от 26.08.2006 № 524 «Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов» для получения лицензии на осуществление деятельности по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов (далее – лицензия) соискатель лицензии представляет в лицензирующий орган следующие документы:

а) заявление о предоставлении лицензии и документы (копии документов), указанные в п. 1 ст. 9 Федерального закона «О лицензировании

отдельных видов деятельности»;

б) перечень опасных отходов, с которыми предполагается осуществлять деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению (с указанием наименования отхода согласно Федеральному классификационному каталогу отходов, вида и класса опасности для окружающей среды и здоровья человека, а также сведений о составе отходов);

в) копия положительного заключения государственной экологической экспертизы материалов, представленных для обоснования лицензии;

г) копии свидетельств (сертификатов) на право работы с опасными отходами, подтверждающих профессиональную подготовку индивидуального предпринимателя или работников юридического лица, осуществляющих деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов;

д) копии документов, подтверждающих наличие у соискателя лицензии (лицензиата) принадлежащих ему на праве собственности или на ином законном основании производственных помещений, объектов размещения опасных отходов, специализированных установок по обезвреживанию опасных отходов, специально оборудованных и снабженных специальными знаками транспортных средств, соответствующих установленным требованиям;

е) копия санитарно-эпидемиологического заключения о соответствии санитарным правилам деятельности по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов.

Как видно из рассмотренного выше Положения, лицензирование деятельности по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов активизирует выполнение таких требований, содержащихся в Федеральном законе «Об отходах производства и потребления», как паспортизация опасных отходов (ст. 14), подготовка лиц, допущенных к обращению с опасными отходами (ст. 15), безопасное

транспортирование отходов (ст. 16), осуществление производственного контроля в области обращения с отходами (ст. 26), и соответствующих норм, содержащихся в подзаконных актах. Кроме того, лицензирование активизирует применение норм других отраслей законодательства: о санитарно-эпидемиологическом благополучии (в части безопасного обращения с отходами на территории населенных пунктов), о техническом регулировании (в части подтверждения соответствия установок по обезвреживанию опасных отходов) и т.п.

Требования Федерального закона «Об охране окружающей среды» в отношении восстановления и рекультивации земель (ст. 37–39) особо указаны применительно к объектам нефтегазового комплекса (ст. 46) и отражены также в Земельном кодексе РФ (ст. 13, 88). В соответствии со ст. 88 Земельного кодекса организациям горнодобывающей и нефтегазовой промышленности земельные участки для разработки полезных ископаемых предоставляются после оформления горного отвода, утверждения проекта рекультивации земель, восстановления ранее отработанных земель. Требования федеральных законов конкретизированы в постановлении Правительства РФ от 23.02.1994 № 140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы» и совместном приказе Минприроды РФ и Госкомзема РФ от 22.12.1995 № 525/67 «Об утверждении основных положений о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы».

Вопросы для контроля:

1. Требования в области охраны окружающей среды (по Федеральному закону «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ).
2. Правовые нормы.
3. Постановление Правительства РФ от 02.03.2000 № 183 «О нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух вредных физических воздействий на него».
4. Провести анализ нормативных документов регулирующих требования к охране окружающей среды.

Практическое занятие №2. Основные виды воздействия на окружающую среду

Цель занятия: «Усвоить основные понятия и термины используемые в области охраны окружающей среды. Понять схему воздействия на основные компоненты окружающей среды производственных объектов нефтяной и газовой отрасли».

Организационная форма занятия – традиционная.

Как и любое другое производство, предприятия нефтяной и газовой отрасли оказывают воздействие на окружающую среду (ОС).

На разных стадиях производства – при добыче, транспорте, подземном хранении и переработке газа возникают различные экологические аспекты.

Экологические аспекты – это элементы деятельности предприятий, их продукции и услуг, в результате которых оказывается положительное или отрицательное воздействие на окружающую среду.

Окружающая среда (ОС) англ. "Environment" – среда обитания и деятельности человека, окружающий человека природный и созданный им материальный мир. ОС включает природную среду и искусственную (техногенную) среду. Общественное производство изменяет ОС, воздействуя прямо или косвенно на все ее элементы.

Воздействие на окружающую среду – любое отрицательное или положительное изменение в ОС, полностью или частично являющееся результатом деятельности организации, ее продукции или услуг.

Схема воздействия на основные компоненты окружающей среды производственных объектов газовой отрасли представлена на рисунке 2.1.

Общие виды воздействия на окружающую среду – такие виды воздействия, которые характерны практически для всех предприятий

(выбросы, сбросы, отходы, потребление тепловой и электрической энергии и пр.) и для которых разработаны методы контроля, оценки и нормирования.

Специфические виды воздействия на окружающую среду отражают характерные особенности данного производства, для их оценки часто требуются дополнительные специальные исследования.

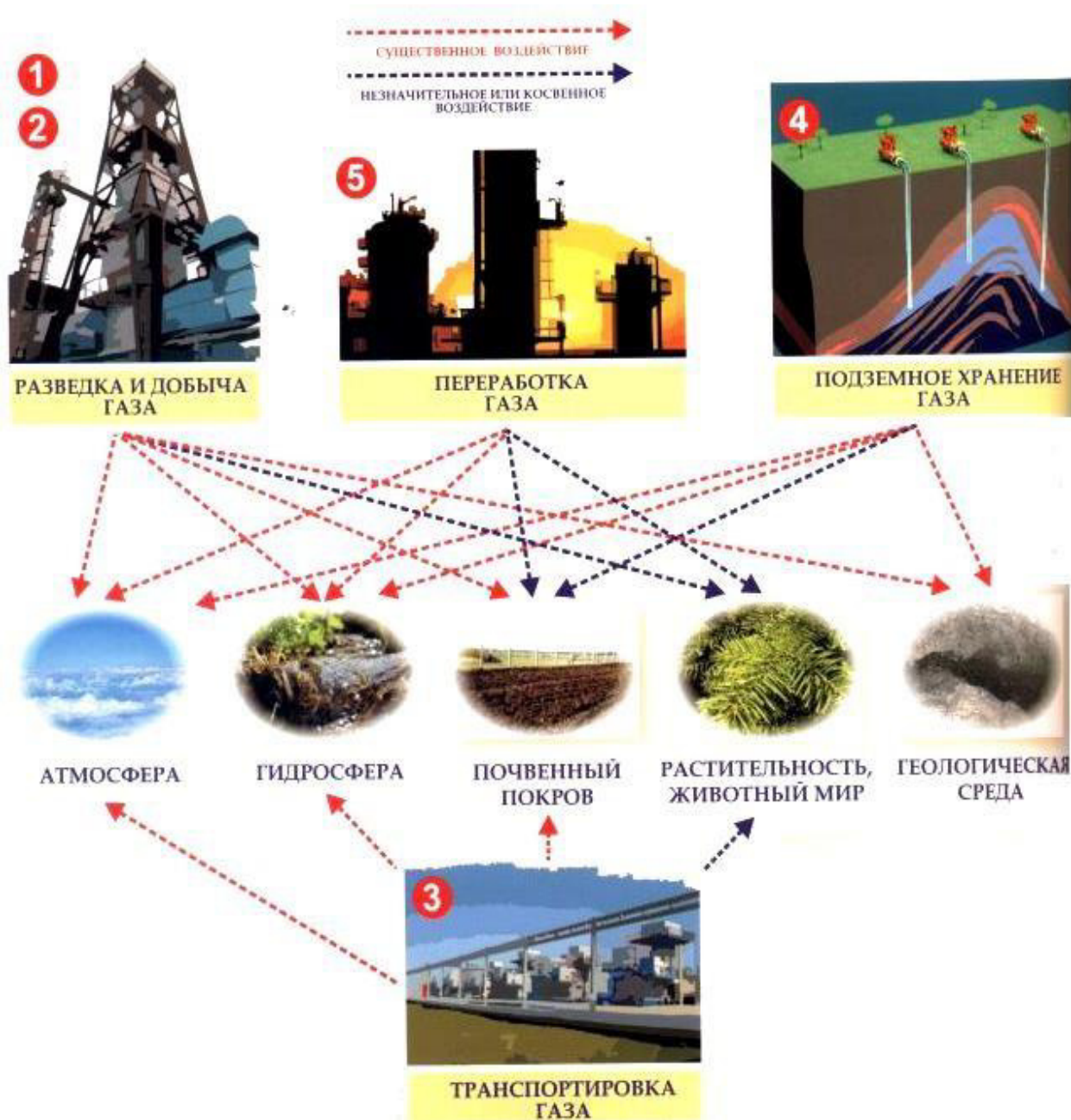




Рисунок 2.1. – Схема воздействия на основные компоненты окружающей среды производственных объектов газовой отрасли на стадиях разведки и добычи 1, 2; транспортировки 3; хранения 4; переработки газа 5

Все виды воздействия предприятий газовой отрасли на окружающую среду можно условно разделить на общие и специфические. В составе основных видов необходимо особо отметить выбросы в атмосферу, среди которых: выбросы, образующиеся при реализации технологических процессов; выбросы, образующиеся в результате сгорания топлива для транспортных средств (собственного транспорта предприятия, либо арендованного); выбросы, образующиеся при производстве электроэнергии и тепла непосредственно на предприятии.

Разработка газонефтяных месторождений сопровождается подъемом из недр по скважинам пластовых вод, в некоторых случаях являющихся по удельной активности слабоактивными жидкими радиоактивными отходами. Пластовые воды размещаются в отстойниках, прудах-испарителях или обратно закачиваются в подземные горизонты. Радиоактивное загрязнение накапливается в насосно-компрессорных трубах и почвогрунтах площадок эксплуатируемых скважин, отстойников и прудов-испарителей.

В процессе буровых работ, капитального ремонта скважин, строительства и ремонта газопроводов, сооружения других объектов происходит нарушение почвенного покрова. Эти нарушения выражаются в уплотнении и загрязнении почв, изменении структуры и морфологии почвенных горизонтов, снижении почвенного плодородия.

Нарушение геологической среды относится к специфическим видам воздействия при добыче и подземном хранении газа. Воздействия на геологическую среду заключаются в нарушении целостности и герметичности геологических структур, снижении пластового давления, загрязнении отходами производства.

Сточные воды производственных объектов газовой отрасли поступают на собственные или муниципальные очистные сооружения, передаются другим организациям, сбрасываются в водные объекты или на пруды испарители.

Потребление воды технологическими объектами приводит к снижению водности рек или понижению уровня подземных вод. Кроме того, потребление воды вызывает увеличение объема сточных вод, сбрасываемых предприятиями.

Воздействие при разведке и добыче газа рисунок 2.2.

К основным видам воздействия на окружающую среду, возникающим в процессе разведки газовых месторождений и добычи газа, относятся:

1. Нарушение геологической среды и почвенного покрова в процессе бурения скважин.
2. Выбросы в атмосферу загрязняющих веществ на газовых промыслах и газосборных пунктах.
3. Выбросы в атмосферу загрязняющих веществ при технологическом обслуживании газорегулирующих станций и газопроводов.
4. Сбросы сточных вод в водные объекты, пруды-испарители и на поля фильтрации.
5. Возможное загрязнение окружающей среды отходами производства.

Природный газ, извлекаемый из скважин 1, поступает на газовые пункты и площадки промысловой подготовки газа 2, где производится его первичная очистка от пластовой воды и механических примесей. Пластовая вода поступает на локальные очистные сооружения 3 и после очистки сбрасывается на поля фильтрации или в пруды-испарители 4.

На установке комплексной подготовки газа (УКПГ) 5 осуществляется дополнительная очистка природного газа от капельной жидкости и механических примесей, которые затем сбрасываются в конденсатосборники 6. Очищенный газ поступает в газопроводную сеть.

На современном этапе развития технологии газодобычи при разведке и строительстве скважин образуются большие объемы отходов, преимущественное количество которых накапливается в шламовых амбарах.

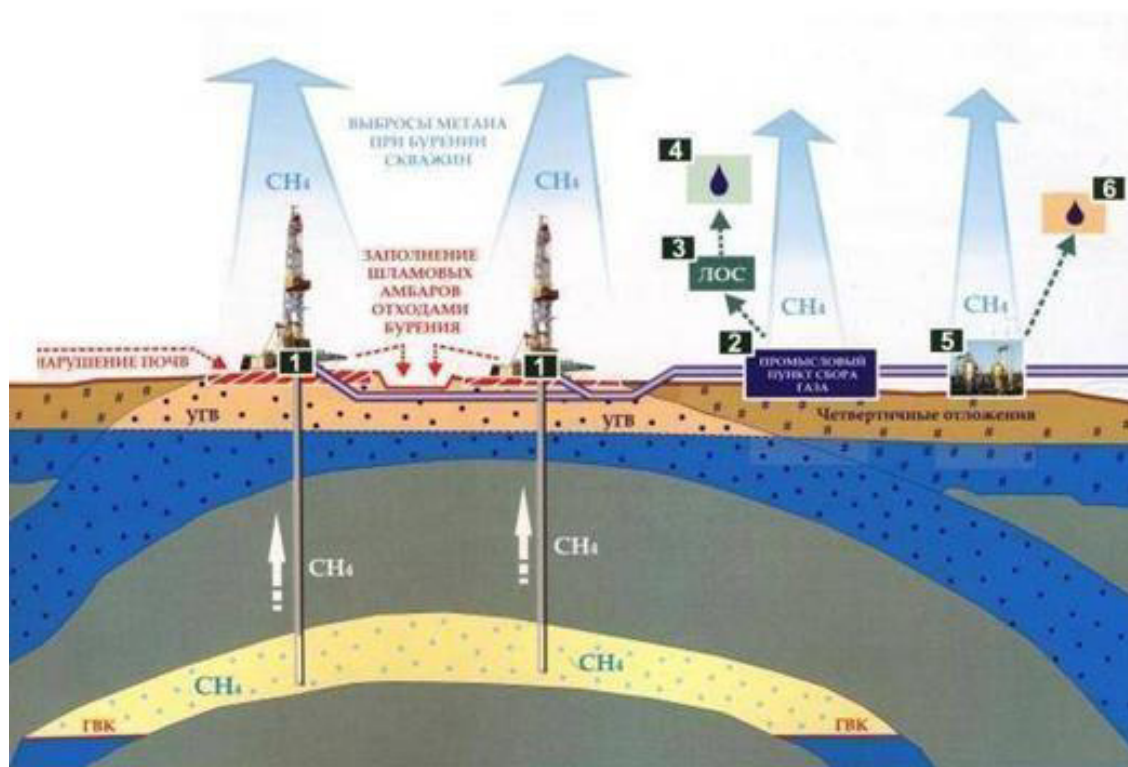


Рисунок 2.2. – Воздействие при разведке и добыче газа

В процессе эксплуатации амбары заполняются буровыми и тампонажными растворами, буровыми сточными водами и шламом, пластовыми водами, продуктами испытания скважин, материалами для приготовления и химической обработки буровых и тампонажных растворов. Процентное соотношение между этими компонентами может быть самое разнообразное, в зависимости от геологических условий, технического состояния оборудования и т.д.

Скважина является сложным инженерным сооружением, позволяющим получить взаимосвязь с недрами и испытывающим значительные нагрузки. Она является потенциальным источником экологической опасности.

Воздействие при транспортировке газа рисунок 2.3.

Основными видами воздействия на окружающую среду при транспортировке газа являются:

- Выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от технологических объектов компрессорных станций и ГПА.
- Выбросы в атмосферу метана при технологическом обслуживании газораспределительных станций (ГРС) и газопроводов.
- Сброс сточных вод в поверхностные водные объекты и на поля фильтрации.
- Нарушение почвенного покрова в процессе ремонта газопроводов.
- Возможное загрязнение окружающей среды отходами производства.

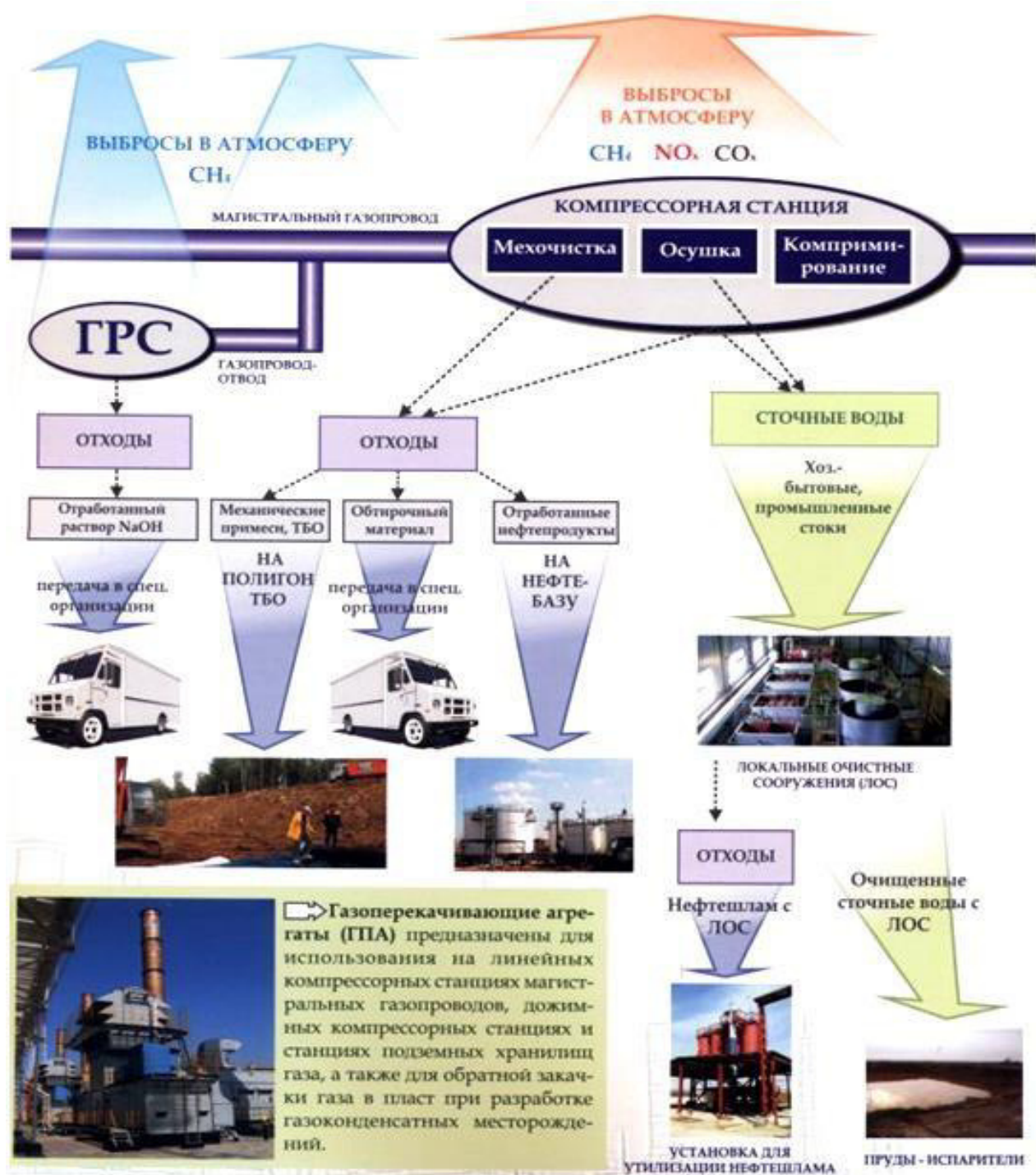


Рисунок 2.3. – Воздействие при транспортировке газа

Воздействие при подземном хранении газа рисунок 2.4.

К экологическим аспектам, связанным с подземным хранением газа относятся:

- Нарушение геологической среды в процессе создания и эксплуатации подземных хранилищ газа.
- Эмиссия метана на территории газохранилища.

- Сброс промышленных сточных вод в подземные горизонты.
- Воздействие на окружающую среду в процессе бурения и обустройства скважин.
- Выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от компрессорных станций и других технологических объектов.

Поступление загрязняющих веществ в атмосферу от технологических объектов подземных хранилищ газа (ПХГ) происходит за счет технологически неизбежных организованных и неорганизованных выбросов

Организованные технологически неизбежные выбросы подразделяются на постоянные (выбросы выхлопных труб шахт ГПА компрессорных станций (КС), дымовых труб установок регенерации диэтиленгликоля на КС, труб подогревателей газа и дымовых труб котельных) и периодические (выбросы из скважин, шлейфов, соединительных газопроводов, пылеуловителей, сепараторов, периодически продуваемых на свечи).

Неорганизованные выбросы связаны, в основном, с утечками, причиной которых являются неплотности разъемных соединений технологического оборудования и газопроницаемость материалов.

Под эмиссией в атмосферу понимается результирующая масса метана, поступающего в атмосферу с единицы площади горного отвода ПХГ.

Внутригодовая динамика эмиссии метана в атмосферу обусловлена сезонными параметрами функционирования почвенной влаги, температурными флуктуациями почвенно-грунтовой толщи, активностью «бактериального фильтра», растворимостью метана в воде и изменениями парциального давления. В связи с этим эмиссия метана в атмосферу наиболее выражена в весенне-летний период. Природные процессы метанопроявления и метано-окисления на территории газохранилища не нарушаются циклами закачки и отбора газа и не зависят от давления в газоносном пласте.

На схеме цифрами обозначены:

1. Газоносный горизонт (коллектор).
2. Буровая установка.
3. Разведочная скважина.
4. Магистральный газопровод.
5. Дожимная

компрессорная станция. 6. Газораспределительный пункт. 7. Поглощительная скважина. 8. Эксплуатационная скважина. 9. Локальные очистные сооружения. 10. Шлейфы

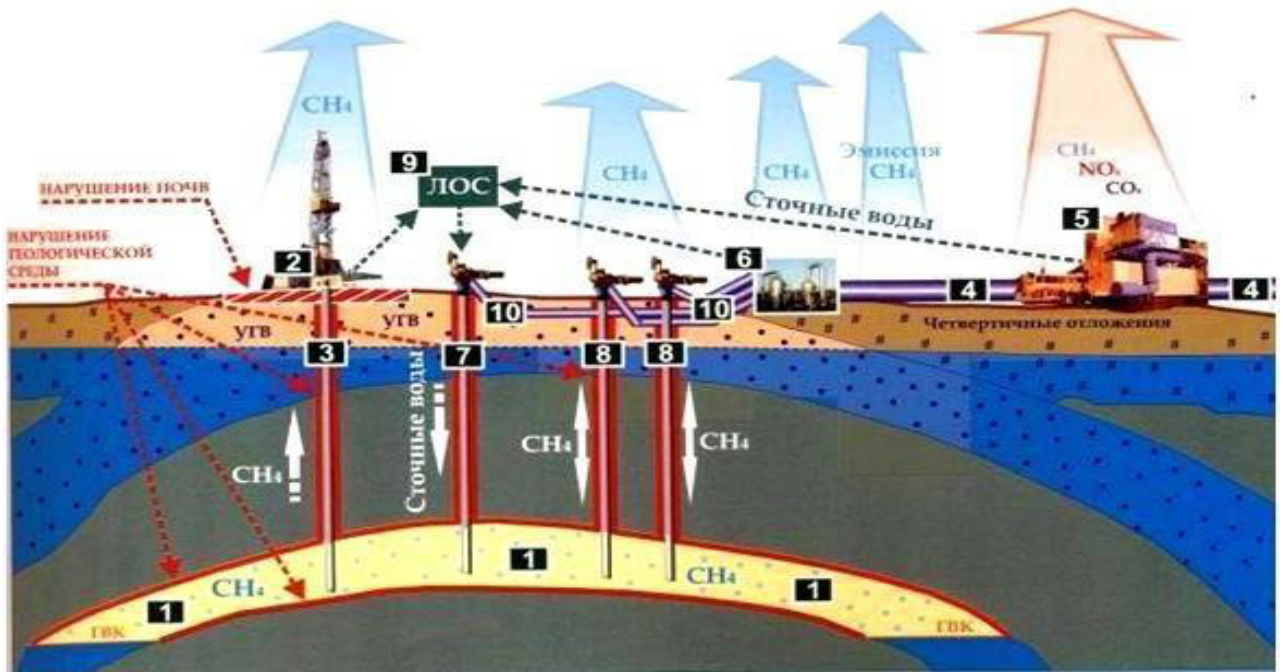


Рисунок 2.4.—Воздействие при подземном хранении газа

Контрольные вопросы:

1. Экологические аспекты, окружающая среда, воздействие на окружающую среду.
2. Схема воздействия на основные компоненты окружающей среды производственных объектов газовой отрасли.
3. Воздействие при разведке и добыче газа.
4. Воздействие при транспортировке газа.
5. Воздействие при подземном хранении газа.

Практическое занятие №3. Характер загрязнения природной среды при строительстве нефтяных и газовых скважин

3.1 Источники загрязнения окружающей природной среды при бурении скважин, отходы бурения

Цель занятия: Определить источники и причины загрязнения окружающей среды при строительстве скважин.

Организационная форма занятия – традиционная.

Сооружение скважин характеризуется рядом специфических особенностей, которые и определяют характер и объемы техногенных нарушений и загрязнения объектов окружающей природной среды. Для разработки природоохранных мероприятий, исключающих негативное влияние процессов строительства скважин на объекты природной среды, необходимо знание в первую очередь источников нарушения и загрязнения компонентов окружающей среды.

Под источником нарушения и загрязнения понимаются технологические процессы, воздействующие на природную среду при строительстве скважины. Для выявления активного источника нарушения необходимо весь технологический процесс рассматривать как состоящий из отдельных операций. Задача состоит в том, чтобы в каждом технологическом процессе найти операции, которые приводят к данной форме нарушений.

Источником геомеханических нарушений являются следующие технологические процессы:

- снятие и складирование плодородного слоя земли при подготовке территории буровой;
- устройство насыпной площадки под буровую при кустовом строительстве скважин;

- устройство земляных котлованов (шламовых амбаров) для сбора и хранения производственно-технологических отходов бурения;
- сооружение технологических площадок под оборудование буровой;
- засыпка земляных шламовых амбаров при их ликвидации;
- техническая рекультивация территории буровой.

Основными качественными характеристиками источников геомеханических нарушений считаются следующие:

- подвижность или стационарность;
- прерывность, периодичность или постоянность;
- расположение относительно дневной поверхности;
- способ образования выемок (котлованов) или насыпей (механический, гидравлический и т.д.);
- направление перемещений потоков грунта.

Основные количественные характеристики источников геомеханических нарушений при строительстве скважин следующие:

- скорость фронта работ (часовая, суточная, месячная);
- площадь фронта работ;
- глубина или высота работ от поверхности;
- мощность вынимаемого грунта, толщина нарушаемого слоя почвогрунта, высота насыпки кустовой площадки;
- площадь территории буровой;
- дренируемость почвогрунта и т.д.

Очевидно, что каждому источнику геомеханических нарушений присущи особые качественные и количественные характеристики.

Источниками гидрологических и гидрогеологических нарушений являются технологические процессы, связанные с бурением скважин. Большинство гидрологических нарушений связано с подготовительными работами, но зачастую они приурочиваются к бурению верхних водоносных горизонтов геологического разреза.

Гидрогеологические нарушения связаны непосредственно с процессом углубления скважины и выражаются в поступлении в водоносные горизонты загрязнителей (поглощения буровых растворов) или водопрооявлениях, что приводит к изменению гидрогеологического режима естественного функционирования водоносного комплекса.

Основными качественными характеристиками источников гидрогеологических нарушений являются подвижность или стационарность; периодичность или постоянство действия; месторасположение и т.д.

Источниками биоморфологических нарушений являются следующие процессы:

- расчистка территории под буровую площадку;
- снятие и складирование плодородного слоя почвы;
- сооружение буровой и прокладка технологических коммуникаций, необходимых для бурения скважины.

Качественные характеристики источников нарушений помогают создать общую ситуационную картину на территории буровой в пределах отводимого земельного участка и являются, наряду с количественными, важными компонентами оценки экологичности деятельности бурового предприятия.

Процесс бурения сопровождается применением материалов и химреагентов различной степени опасности, значительными объемами водопотребления и образования производственно-технологических отходов, представляющих определенную опасность для флоры и фауны. Основными объектами загрязнения при бурении скважин являются геологическая среда (подземные воды) и гидро- и литосфера (открытые водоемы, почвенно-растительный покров). Они загрязняются в результате несовершенства и несоответствия отдельных технологических процессов требованиям охраны окружающей среды, а также из-за попадания в них материалов, нефтепродуктов, химреагентов и производственно-технологических отходов бурения, представленных буровыми источниками, отработанным

буровым раствором (ОБР) и буровым шламом (БШ). Наиболее ощутимы отрицательные последствия загрязнения почв, поверхностных и подземных вод.

Источники загрязнения при бурении скважин условно можно разделить на постоянные и временные.

К первым относятся фильтрация и утечки жидких отходов бурения из накопительных котлованов, сооружаемых в минеральном грунте (шламовых амбаров). Ко второй группе следует отнести источники временного действия – поглощение бурового раствора при бурении; выбросы пластового флюида на дневную поверхность; нарушение герметичности зацементированного заколонного пространства, приводящее к межпластовым перетокам и заколонным проявлениям; затопление территории буровой вследствие паводка в период весеннего половодья или интенсивного таяния снегов и разлив при этом содержимого шламовых амбаров. Общим для них является то, что они носят вероятностный характер, а их последствия трудно предсказуемы.

Наибольшую опасность для объектов природной среды представляют производственно-технологические отходы бурения, которые накапливаются и хранятся непосредственно на территории буровой, как правило, в земляных амбарах (котлованах-отстойниках), устраиваемых в минеральном или насыпном грунте. Отходы в своем составе содержат широкий спектр загрязнителей минеральной и органической природы, представленных материалами и химреагентами, используемыми для приготовления и обработки буровых растворов.

Соотношение отходов бурения каждого вида в общем объеме загрязнений различно и определяется прежде всего используемой технологией бурения, а также загрязняющими свойствами привнесенных в них материалов и химреагентов.

Наибольший объем среди отходов бурения составляют буровые сточные воды. Это связано с тем, что строительство скважин сопровождается

потреблением значительных объемов природной воды и образованием загрязненных стоков в виде БСВ. Суточная потребность буровой в технической воде колеблется в широких пределах от 25 -30 до 100-120 м³ и зависит как от природно-климатических условий и геолого-технических особенностей проводки скважин, так и от организации системы водоснабжения.

При бурении скважин в подавляющем большинстве случаев применяется прямоточная система водоснабжения, а источниками водообеспечения служат открытые водоемы (озера, реки, ручьи), артезианские скважины и водопроводная сеть. Водопотребление регламентируется индивидуальными технологическими нормами водопотребления, закладываемыми в проекты на строительство скважин. Такие технологические нормы в настоящее время разработаны практически для каждого региона. В них находят отражение все факторы, учитывающие особенности технологии бурения, источники водоснабжения и т.п. Как показывает практика, в среднем по отрасли норма водопотребления составляет 0,9 - 1,1 м³ на 1 м проходки.

Объем образующихся буровых сточных вод определяется множеством факторов. Из них наибольшее значение имеют глубина скважин, продолжительность бурения и удельный вес затрат времени на ликвидацию осложнений и аварий. Как показано в работе, в среднем суточные объемы образующихся БСВ могут составлять 20 – 40 м на одну скважину (куст). Значительное влияние на объемы БСВ оказывает также и система водоснабжения. Чем больше используется оборотной воды на технологические нужды, тем меньше объемы сточных вод; но в то же время степень загрязненности их выше.

По условиям образования БСВ можно разделить на три категории: производственные сточные воды, хозяйственно-бытовые и атмосферные.

Производственные сточные воды формируются в процессе выполнения различных технологических операций, работы механизмов, оборудования и устройств.

Хозяйственно-бытовые сточные воды на буровых предприятиях образуются в результате деятельности пунктов питания, объектов культурно-бытового и санитарно-гигиенического назначения. По своему объему они составляют незначительную часть общего количества образующейся БСВ.

Образование атмосферных сточных вод связано с атмосферными осадками. Их объемы в значительной мере зависят от природно-климатических условий, а также от длительности процесса строительства скважин и могут достигать в среднем 1,5 – 8 % от общего объема БСВ.

В процессе бурения скважин формирующиеся сточные воды загрязняются буровым раствором и его компонентами, выбуренной породой, химреагентами, нефтью и нефтепродуктами, в том числе и горюче-смазочными материалами (которые попадают в БСВ в местах, где производятся технологические операции с этими компонентами и где возможны их потери).

Основными точками водопользования и водоотведения на буровой являются насосная группа, дизельный блок, рабочая площадка буровой вышки, блок очистки буровых растворов, узел приготовления и утяжеления растворов, циркуляционная система, блок химреагентов, блок емкостей с запасным буровым раствором.

Указанные места являются источниками образования и загрязнения БСВ. Как свидетельствует промысловый опыт, наибольший объем БСВ образуется при охлаждении штоков шламовых насосов, мытье рабочей площадки буровой вышки, очистке буровых растворов от выбуренной породы на очистных сооружениях и зачистке емкостей циркуляционной системы от осадка бурового раствора.

Известно, что любая технологическая схема очистки сточных вод предусматривает систему сбора и накопления стоков, которые должны

обеспечить быстрое удаление и сбор сточных вод с производственно-технологических площадок и канализацию их к местам накопления и хранения. На бурящихся скважинах сбор производственных и атмосферных сточных вод осуществляется, как правило, самотеком по водоводным каналам, устроенным либо в минеральном грунте, либо представляющих собой металлические или железобетонные желоба. Поступление БСВ из одного котлована (амбара) в другой осуществляется естественным перетоком или с помощью перекачивающих устройств.

Для сбора БСВ в зависимости от глубины скважины и продолжительности строительства на ее территории сооружают водяные амбары. Такие амбары в подавляющем большинстве случаев сооружают в минеральном грунте с соблюдением соответствующих требований гидроизоляции. Но, несмотря на это, такие амбары представляют собой серьезный источник загрязнения природной среды вследствие высокой подвижности и хорошей аккумулирующей способности сточных вод к загрязнителям.

В целом же применяемая технология бурения ориентирована на использование для технологических нужд строительства скважин чистой природной воды и связана с образованием загрязненных стоков.

Одними из опасных видов отходов бурения считаются отработанный буровой раствор и буровой шлам или выбуренная порода.

Основным типом промывочных жидкостей, применяемых при бурении скважин, являются глинистые буровые растворы на водной основе, которые готовятся, как правило, из глинопорошка. В некоторых случаях они получаются в результате наработки при разбурировании хорошо диспергирующихся глинистых пород, слагающих проходимый разрез. Для регулирования реологических, фильтрационных и структурно-механических свойств буровых растворов используется набор специальных химреагентов. В качестве профилактической противоприхватной добавки большое распространение получила нефть.

Следует отметить, что объемы образования отходов указанных видов зависят от многих факторов и нигде не регламентируются. Знание же объемов отходов бурения, наряду с оценкой уровня и характера их загрязненности, необходимо для правильного понимания механизма воздействия на объекты природной среды и выбора необходимого комплекса природоохранных мер. Известные методики оценки объемов бурового шлама и бурового раствора, уходящего в отходы, весьма упрощены и поэтому недостаточно точны, вследствие чего достоверность получаемых расчетных данных крайне невысока.

Наиболее приемлемой для практических целей по точности и достоверности результатов является методика, базирующаяся на учете всех факторов, оказывающих влияние на объемы образующихся отходов бурения. Исходной информацией для расчетов объемов бурового шлама (БШ) и отработанного бурового раствора (ОБР) служат геолого-технический наряд, режимно-технологическая карта и регламенты на буровые растворы.

Контрольные вопросы:

1. Источники геомеханических нарушений.
2. Основные качественные характеристики источников геомеханических нарушений.
3. Основные количественные характеристики источников геомеханических нарушений при строительстве скважин.
4. Буровые источники.
5. Отработанный буровой раствор и буровой шлам.

3.2 Расчет объемов выбуренной породы при бурении скважины

Цель занятия: Определить: объем выбуренной породы, потери бурового раствора при его очистки на очистных устройствах.

Организационная форма занятия – разбор конкретных ситуаций.

Потери бурового раствора при его очистке на очистных системах

$$V_{\text{poi}} = V'_{\text{poi}} + V''_{\text{poi}} + V'''_{\text{poi}}$$

где V'_{poi} , V''_{poi} , V'''_{poi} – соответственно потери бурового раствора при его очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе.

Расчет потерь на каждом очистном устройстве производится по эмпирическим зависимостям:

$$V_{\text{poi}} = 1,3 V_{\text{при}} \varepsilon;$$

$$V_{\text{poi}} = 1,92 V_{\text{при}} \varepsilon;$$

$$V_{\text{poi}} = 3,0 V_{\text{при}} \varepsilon.$$

где $V_{\text{при}}$ – объем выбуренной породы в i -м интервале. Объем выбуренной породы определяется по формуле

$$V_{\text{при}} = 0,785 \cdot (a_i \cdot D_n)^2 L_i$$

Для решения данной задачи необходимо схематично изобразить конструкцию скважины.

Объем бурового раствора, необходимого для освоения скважины (объекта), определяется по эмпирической формуле

$$V_{\text{осв}} = 1,5 \cdot V_{\text{скв}}$$

где $V_{\text{скв}}$ – объем ствола скважины на конец бурения i -го интервала.

Объем ствола скважины рассчитывается по формуле

$$V_{\text{сKB}} = 0,785 \sum_{i=1}^m L_{ki} D_{\text{вi}}^2 + 0,785 (\alpha D_{\text{н}})^2 L_i$$

где L_{ki} – длина обсадной колонны в обсаженной части ствола, в котором осуществляется циркуляция бурового раствора; $D_{\text{в}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, спускаемой для крепления i -го интервала; α – средний коэффициент «кавернозности в интервале бурения; $D_{\text{н}}$ – диаметр долота в интервале бурения; L_i – интервал бурения.

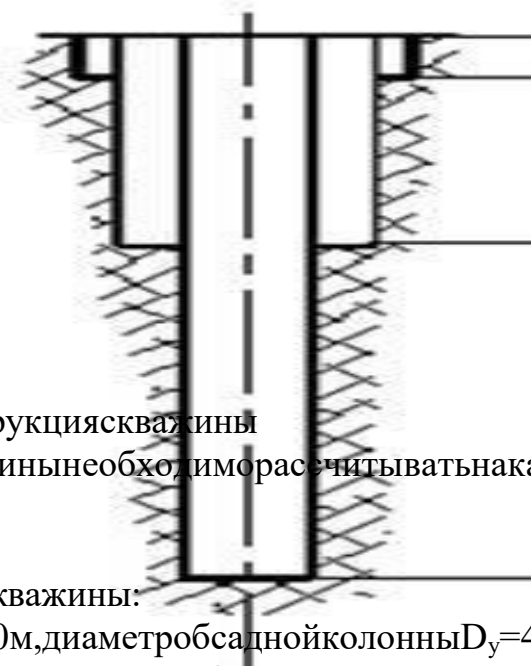


Рисунок 3.1 – Конструкция скважины
Объем ствола скважины необходимо рассчитывать на каждом интервале бурения.

Пример задачи.

Дана конструкция скважины:

1-й интервал $L_1=600$ м, диаметр обсадной колонны $D_y=426$ мм;

2-й интервал $L_2=1500$ м, диаметр обсадной колонны $D_y=324$ мм;

3-й интервал $L_3=3000$ м, диаметр обсадной колонны $D_y=194$ мм;

Коэффициент кавернозности для всех интервалов 1,15.

Необходимо определить: Объем ствола скважины на каждом

интервале. Объем выбуренной породы. Потери бурового раствора при его очистке на очистных устройствах. Объем бурового раствора, необходимого для освоения скважины. Условие задачи иллюстрируется схемой конструкции скважины с нанесением размеров.

Схематично изображаем первый интервал бурения рисунок 3.2: Находим $V_{\text{сKB1}} = 0,785 (1,15 \times 0,445)^2 \times 600 = 122,9$

Изображаем второй интервал бурения рисунок 3.2:

Находим $V_{\text{сKB2}} = 0,785 \times 600 \times 0,406^2 + 0,785 (1,15 \times 0,39)^2 \times 600 = 248$

Аналогично изображаем третий и последующие интервалы бурения скважины

Находим $V_{\text{скв3}} = 0,785 \times 1500 \times 0,302^2 + 0,785(1,15 \times 0,215)^2 \times 1500 = 179,3$

Выбираем наибольший объем скважины $V_{\text{скв.}} = V_{\text{скв2}} > V_{\text{скв1}} > V_{\text{скв3}}$



Рисунок 3.2 – Схематичное изображение интервалов бурения. Определяем объем бурового раствора, необходимого для освоения скважины.

$$V_{\text{осв}} = 1,5 \times 248 = 372 \text{ м}^3$$

Определяем объем выбуренной породы

$$V_{\text{пр1}} = 0,785 \cdot (1,15 \times 0,445)^2 \times 600 = 122,9 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{пр2}} = 0,785 \cdot (1,15 \times 0,0,39)^2 \times 900 = 170,4 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{пр3}} = 0,785 \cdot (1,15 \times 0,215)^2 \times 1500 = 72,8 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{пр}} = 122,9 + 170,4 + 72,8 = 366,1 \text{ м}^3$$

Определяем потерю на каждом чистом устройстве:

$$V'_{\text{по}} = 1,3 \times 366,1 \times 0,1 = 47,6 ;$$

$$V''_{\text{по}} = 1,9 \times 318,5 \times 0,2 = 122,3 ;$$

$$V'''_{\text{по}} = 0,3 \times 196,2 \times 0,35 = 20,6.$$

$$V_{\text{по}} = 47,6 + 122,3 + 20,6 = 190,5 ;$$

Задача для самостоятельной работы:

Дана конструкция скважины:

1-й интервал L_1 , диаметр обсадной колонны D_{y1} ;

2-й интервал L_2 , диаметр обсадной колонны D_{y2} ;

3-й интервал L_3 , диаметр обсадной колонны D_{y3} ;

Коэффициент кавернозности для интервалов $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$.

Необходимо определить: Объем ствола скважины на каждом

интервале. Объем выбуренной породы. Потери бурового раствора при его очистке на очистных устройствах. Объем бурового раствора, необходимого для освоения скважины. Условие задачи иллюстрируется схемой конструкции скважины с нанесением размеров.

Таблица 3.1 – Данные для расчета

№	L_1	L_2	L_3	D_{y1}	D_{y2}	D_{y3}	α_1	α_2	α_3
---	-------	-------	-------	----------	----------	----------	------------	------------	------------

варианта									
1	400	1500	3000	426	324	178	1,15	1,2	1,2
2	500	1600	3100	473	340	194	1,2	1,25	1,25
3	600	1700	3200	508	299	219	1,1	1,3	1,3
4	450	1800	3300	406	351	146	1,15	1,2	1,2
5	550	1900	3400	508	351	194	1,2	1,25	1,25
6	650	2000	3500	406	340	127	1,1	1,15	1,3
7	700	1800	3600	426	377	168	1,15	1,2	1,2
8	300	1200	2800	473	324	178	1,2	1,25	1,2
9	450	1500	3000	426	299	194	1,1	1,3	1,25
10	350	1600	3300	473	351	219	1,15	1,2	1,3
11	550	1700	3500	508	340	146	1,2	1,25	1,2
12	600	1800	3800	406	377	194	1,1	1,15	1,2
13	300	1900	4000	508	377	127	1,15	1,2	1,25
14	400	2000	4500	406	299	168	1,2	1,25	1,3
15	600	1800	3000	426	340	178	1,1	1,3	1,2
16	200	1200	2900	473	340	194	1,15	1,2	1,2
17	700	1500	3500	426	340	219	1,2	1,25	1,25
18	400	1600	3600	473	351	146	1,1	1,15	1,3
19	350	1700	3300	508	377	194	1,15	1,2	1,2
20	450	1800	3200	406	299	127	1,2	1,25	1,2
21	550	1900	2800	508	377	168	1,1	1,3	1,25
22	350	2000	3000	406	340	178	1,15	1,2	1,3
23	250	1800	3000	426	340	194	1,2	1,25	1,2
24	350	1200	2900	473	324	219	1,1	1,15	1,2
25	400	1500	3400	426	324	146	1,15	1,2	1,25
26	500	1600	3600	473	351	194	1,2	1,25	1,3
27	400	1700	3600	508	377	127	1,1	1,3	1,2
28	450	1800	3300	406	340	168	1,15	1,2	1,2
29	550	1900	2900	508	377	146	1,2	1,25	1,25
30	350	2000	3800	406	377	178	1,1	1,15	1,3
31	300	1800	2950	426	340	127	1,15	1,2	1,2

3.3 Определение объемов отработанного бурового раствора и бурового шлама

Цель занятия: Определить объем отработанного бурового раствора и бурового шлама при строительстве скважины

Организационная форма занятия – разбор конкретных

ситуаций. Общий объем ОБР ($V_{\text{ОБР}}$),

строительства скважины, складывается из избыточных объемов, образующихся после бурения каждого интервала ($V_{\text{ОБР}i}$). в том числе объемов раствора, сбрасываемых в шламовый амбар при смене типа и системы обработки промывочных жидкостей, и объемов, необходимых для освоения скважины ($V_{\text{ОСВ}}$):

$$V_{\text{ОБР}} = \sum_{i=1}^n V_{\text{ОБР}i} + V_{\text{ОСВ}}$$

При этом основными причинами образования и накопления избыточных объемов раствора являются;

- наработка раствора при разбуhrивании интервалов, сложенных глинистыми породами;
- замена одного типа раствора на другой;
- замена бурового раствора, используемого для бурения под эксплуатационную колонну, на раствор другого типа при освоении скважины;
- проведение ряда дополнительных технологических операций, не предусмотренных проектом на бурение скважины (например, ликвидация осложнений).

Объем бурового раствора, необходимого для освоения скважины (объекта), определяется по эмпирической формуле

$$V_{\text{ОСВ}} = 1,5 \cdot V_{\text{СКВ}}$$

где $V_{\text{СКВ}}$ – объем ствола скважины на конец бурения i -го интервала.

Объем ствола скважины рассчитывается см. пункт 3,2.

Объём ОБР_i уходящего в отходы после окончания бурения конкретного интервала ($V_{\text{ОБР}i}$), представляет собой объем бурового раствора, подлежащего утилизации или захоронению после окончания бурения i -го интервала (V_{yi}),

за вычетом объема раствора, повторно используемого при бурении последующих интервалов ($V_{ниi}$), т.е.

$$V_{обрi} = V_{yi} - V_{ниi}$$

Объем бурового раствора

$$V_{yi} = V_{брi} - (V_{\phi i} + V_{цемi} + V_{поi})$$

где $V_{брi}$ — объем бурового раствора, применявшегося в процессе бурения i -го интервала; $V_{\phi i}$ — потери раствора на фильтрацию и нормообразование при бурении в i -м интервале; $V_{цемi}$ — объем бурового раствора, остающегося в заколонном пространстве скважины после крепления в i -м интервале; $V_{поi}$ — потери бурового раствора при его очистке на очистных устройствах.

Объем повторно используемого бурового раствора при проходке последующих интервалов

$$V_{ниi} = \frac{V_{yi}}{100} \cdot \beta$$

где β — процент повторно используемого бурового раствора для бурения последующих интервалов (устанавливается эмпирическим путем на основе проектно-планового задания).

Объем повторно используемого раствора в каждом конкретном случае устанавливается по фактическим данным с учетом накопленного опыта бурения и геолого-технических условий проводки скважин.

Расчет объема бурового раствора, применявшегося в процессе бурения i -го интервала, производится по формуле

$$V_{брi} = V_{ни} + V_{ни}$$

где $V_{\pi i}$ – потребный объем для бурения i -го интервала; $V_{H i}$ – объем бурового раствора, нарабатываемого в процессе разбуривания глинистых пород в i -м интервале.

Значение $V_{\pi i}$ определяется расчетным путем по формуле

$$V_{\pi i} = V_{\text{скв}} + V_{\text{по}i} + V_{\text{ф}i} + V_{\text{цир}},$$

где $V_{\text{цир}}$ –

объем раствора в циркуляционной системе буровой установки (определяется в зависимости от типа буровых установок).

Объем нарабатываемого раствора определяется по эмпирической формуле

$$V_{H i} = \sum_{i=1}^n \left[(1 - \varepsilon) M \frac{K a (1 + b t_i) \rho_{pi}}{0,01 P \rho_{\pi i}} \right],$$

где n – количество разбуриваемых глинистых пластов в интервале бурения; ε – степень очистки бурового раствора от породы на очистных устройствах; M – масса выбуренной глинистой породы при разбуривании i -го интервала; K – коэффициент коллоидальности разбуриваемых пород; a – коэффициент, характеризующий влияние обработки бурового раствора на изменение коллоидальности глинистых пород; b – коэффициент, характеризующий интенсивность изменения коллоидальности твердой фазы бурового раствора в результате действия забойной температуры; t_i – температура в i -м интервале скважины в статических условиях; ρ_{pi} – плотность бурового раствора; $\rho_{\pi i}$ – средняя плотность глинистой породы в интервале бурения; P – безразмерный показатель коллоидальности дисперсной фазы.

При этом показатели M , t_i , ρ_{pi} , $\rho_{\pi i}$ определяются известными методами. Значение показателя ε принимается следующим: для вибросита СВ-2, СВ-2Б 0,10; для пескоотделителя 0,20; для илоотделителя 0,35; для вибросита СВ-1

0,20-0,25.

Коэффициент коллоидальности K определяется аналитическим или графическим способом. Значение коэффициента b принимается равным 0,00072 при температуре скважин $t < 130^\circ\text{C}$, 0,00267 при $t = 130 \div 160^\circ\text{C}$ и 0,00300 при $t > 160^\circ\text{C}$.

Потери на фильтрацию и коркообразование при бурении в i -м интервале определяются по выражению:

$$V_{\Phi i} = \frac{2,51}{\rho_{pi} - 1} \left(aD_n - \frac{h_i}{2} \right) L_i$$

где h_i – толщина глинистой корки на проницаемых пластах ствола скважины.

Объем бурового раствора, остающегося в за колонном пространстве скважины после крепления в i -м интервале, рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{цеми}} = 0,785 [(\alpha D_n)^2 - D_k^2] (L_i - H_i) + 0,785 \sum_{i=1}^m (D_b^2 - D_k^2) (L_i - H_i)$$

где D_k – наружный диаметр спускаемой обсадной колонны для крепления i -го интервала; H_i – проектная высота подъема тампонажного раствора в за колонном пространстве скважины при креплении i -го интервала; m – количество обсадных колонн различных диаметров в закрепленной части ствола, в котором осуществляется циркуляция бурового раствора.

Объем бурового шлама рассчитывается по формулам

$$V_{\text{ш}} = V'_{\text{ш}} + V''_{\text{ш}} + V'''_{\text{ш}}$$

где $V'_{\text{ш}}, V''_{\text{ш}}, V'''_{\text{ш}}$ – соответственно объем шлама, образующегося на вибросите, пескоотделители и илоотделители

$$V'_{\text{ш}} = 2,3 V_{\text{пр}};$$

$$V''_{\text{ш}} = 2,9 V_{\text{пр}};$$

$$V'''_{\text{ш}} = 4,0 V_{\text{пр}}.$$

Пример задачи.

Проектная высота подъема тампонажного раствора на каждом интервале бурения соответственно равна $H_1=590$ м, $H_2=1000$ м, $H_3=1600$ м. Конструкцию скважины см. пункт 3,2.

По эмпирическим формулам было установлено: Потери на фильтрацию и коркообразование при бурении всех интервалов $V_{\text{ф}}=50$ м³. Объем нарабатываемого раствора $V_{\text{н}}=90$ м³. Объем раствора в циркуляционной системе $V_{\text{ц}}=30$ м³. Объем повторно используемого раствора составляет 90%. На схеме отмечаем высоту подъема тампонажного раствора.

Определяем объем бурового раствора оставшегося в заколонном пространстве скважины после крепления:

$$V_{\text{цем}} = 0,785 [(1,15 \times 0,445)^2 - 0,426^2] (600 - 590) + 0,785 (0,406^2 - 0,324^2) (1500 - 1000) + 0,785 (0,302^2 - 0,194^2) (3000 - 1600) = 79,1$$

Определяем общий объем отработанного бурового раствора:

$$V_{\text{пи}} = 248 + 190,5 + 50 + 30 = 518,5$$

Определяем объем бурового раствора применявшегося в процессе бурения:

$$V_{\text{бпр}} = 518,5 + 90 = 608,5$$

Определяем объем бурового раствора подлежащего утилизации:

$$V_{\text{уи}} = 608,5 - (50 + 79,1 + 190,5) = 288,9$$

Определяем объем повторно используемого бурового раствора:

$$V_{\text{пиі}} = \frac{288,9}{100} \cdot 90 = 260$$

Определяем объем ОБР уходящего в отход после окончания бурения:

$$V_{\text{обри}} = 288,9 - 260 = 28,9$$

Определяем общий объем ОБР ($V_{\text{обр}}$), уходящего в отход после окончания строительства скважины:

$$V_{\text{обр}} = 28,9 + 372 = 400,9$$

Определяем объем бурового шлама (только для вибросита):

$$V'_{ш} = 2,3 \times 366,1 = 842$$

Задача для самостоятельного решения.

Проектная высота подъема тампонажного раствора на каждом интервале бурения соответственно равна H_1, H_2, H_3 . Конструкцию скважины см. пункт 3,2 таблица 3.1.

По эмпирическим формулам было установлено: Потери на фильтрацию и коркообразование при бурении всех интервалов V_{ϕ} . Объем нарабатываемого раствора $V_{н}$. Объем раствора в циркуляционной системе $V_{ц}$. Объем повторно используемого раствора составляет%. На схеме отмечаем высоту подъема тампонажного раствора.

Определить объем потраченного бурового раствора и шлама.

Таблица 3.2 – Данные для расчета

№ варианта	V_{ϕ}	$V_{н}$	$V_{ц}$	%	H_1	H_2	H_3
1	50	90	30	90	L ₁ -20	L ₂ -500	L ₃ -1500
2	60	80	35	80	L ₁ -40	L ₂ -400	L ₃ -1400
3	70	70	45	85	L ₁ -30	L ₂ -600	L ₃ -1700
4	100	75	30	95	L ₁ -50	L ₂ -400	L ₃ -1400
5	70	78	20	85	L ₁ -20	L ₂ -300	L ₃ -1600
6	50	80	25	80	L ₁ -30	L ₂ -450	L ₃ -1400
7	40	90	20	70	L ₁ -30	L ₂ -350	L ₃ -1300
8	55	70	25	75	L ₁ -30	L ₂ -300	L ₃ -1700
9	45	80	35	80	L ₁ -30	L ₂ -400	L ₃ -1500
10	65	90	32	85	L ₁ -20	L ₂ -550	L ₃ -1400
11	75	100	29	90	L ₁ -40	L ₂ -500	L ₃ -1700
12	80	80	35	95	L ₁ -30	L ₂ -400	L ₃ -1400
13	75	70	40	90	L ₁ -50	L ₂ -600	L ₃ -1600
14	65	75	30	80	L ₁ -20	L ₂ -400	L ₃ -1400
15	90	85	35	85	L ₁ -40	L ₂ -300	L ₃ -1300
16	80	65	40	95	L ₁ -30	L ₂ -450	L ₃ -1700
17	70	55	35	85	L ₁ -30	L ₂ -350	L ₃ -1500
18	60	50	25	80	L ₁ -20	L ₂ -300	L ₃ -1400
19	50	65	30	70	L ₁ -40	L ₂ -400	L ₃ -1700
20	40	75	20	75	L ₁ -30	L ₂ -550	L ₃ -1400
21	45	85	40	80	L ₁ -50	L ₂ -500	L ₃ -1600
22	55	59	20	85	L ₁ -30	L ₂ -400	L ₃ -1400
23	65	65	25	90	L ₁ -30	L ₂ -600	L ₃ -1300
24	75	85	30	95	L ₁ -20	L ₂ -400	L ₃ -1700
25	85	75	35	75	L ₁ -40	L ₂ -300	L ₃ -1600

26	95	65	25	80	L ₁ -30	L ₂ -450	L ₃ -1400
27	85	75	30	85	L ₁ -50	L ₂ -350	L ₃ -1300
28	95	95	20	90	L ₁ -20	L ₂ -300	L ₃ -1700
29	90	65	40	95	L ₁ -40	L ₂ -400	L ₃ -1300
30	80	75	35	80	L ₁ -20	L ₂ -550	L ₃ -1700
31	75	85	20	85	L ₁ -50	L ₂ -550	L ₃ -1600

Практическое занятие №4. Определение объема шламовых амбаров для бурения и эксплуатации нефтяных скважин

Цель занятия: Определить объем шламового амбара

Организационная форма занятия – разбор конкретных ситуаций

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин рассчитывают с использованием табл. 4.1.

Таблица 4.1 – Алгоритм расчета

№ п/п	Наименование	Конструкция скважины (диаметр обсадных колонн)
1.	Диаметр скважины D_i , мм	
2.	Длина интервала ствола скважины l_i , м	
3.	Площадь сечения, m^2	
4.	Коэффициент каверности k_i	
5.	Объем интервала скважины, m^3	
	Итого: объем всей скважины, $V_n m^3$	

2. Объем шлама: $V_m = V_n \times 1,2$,

где 1,2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы.

3. Объем отработанного бурового раствора, сбрасываемого в прискважинный амбар (при условии повторного использования), определяется из расчета 25% от объема исходного и наработанного БР: $V_{обр} = 0,25 V_n \times K_i + 0,5 V_{ц}$,

где K_i – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с РД 39-3-819-91 $K_i = 1,052$);

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы буровой установки, определяется в соответствии с табл. 8,

Расчёт объёмов отходов бурения определяется в соответствии с РД 39-3-819-91 и СТО 08-000-055-86.

Таблица 4.2-Исходные данные для расчёта объёма циркуляционной системы

Глубина бурения, м	Тип буровой установки	Полезный объём циркуляционной системы, м ³
2000	БУ-2000	90
2500	БУ-2500	90
3000	БУ-3000	120
4000	БУ-4000	150
5000	БУ-5000	180
6000	БУ-6000	240
8000	БУ-8000	300
10000	БУ-10000	360

4. Объём буровых сточных вод при внедрении оборотной системы водоснабжения ($V_{\text{БСВ}}$) рассчитывается по формуле

$$V_{\text{БСВ}} = 0,25 V_{\text{ОБР}}.$$

5. Расчёт объёма шламового амбара ($V_{\text{ша}}$) производится по следующей формуле:

$$V_{\text{ша}} = 1,1 (V_{\text{ш}} + V_{\text{ОБР}} + V_{\text{БСВ}}).$$

Исходные данные принять из темы 3.

Практическое занятие №5. Факельное хозяйство

Цель занятия: Расчёт высоты факельного столба.

5.1 высокого давления.

5.2 низкого давления.

Организационная форма занятия – разбор конкретных ситуаций.

Факельная установка предназначена для сжигания периодических (аварийных) газовых сбросов высокого и низкого давления от технологического оборудования.

Факельная система включает в себя:

- факельный коллектор высокого давления Ду1000мм;
- факельный коллектор низкого давления Ду300мм;
- комбинированную факельную установку;
- факельный сепаратор высокого давления Ф-01,
- конденсатосборник факельный высокого давления ЕД-01, оснащенный двумя полупогружными насосными агрегатами;
- трубный расширитель низкого давления Ф-02;
- конденсатосборник факельный низкого давления ЕД-02, оснащенный двумя полупогружными насосными агрегатами.

Комбинированная факельная установка состоит из:

- ствола высокого давления ФС-01 высотой 85м,
- ствола низкого давления ФС-02,
- факельных головок с газовым затвором
- системы розжига и контроля пламени

В факельных сепараторах высокого давления (Ф-01) и низкого давления (Ф-02) происходит отделение от газа, сбрасываемого на факел, капельной жидкости, которая направляется в конденсатосборники высокого давления (ЕД-01) и низкого давления (ЕД-02) соответственно. Конденсатосборники оборудованы двумя полупогружными насосами (рабочим и резервным), с помощью которых жидкость по уровню откачивается в резервуары некондиционной нефти.

В качестве конденсатосборников факельных предусмотрены подземные ёмкости типа ЕПП.

Пропускная способность факельной установки по факелам высокого и низкого давления определена по максимальному аварийному сбросу в факельные коллекторы высокого и низкого давления.

Для работы факельных горелок к факельной установке подведен топливный газ. Предусмотрен вывод информации о наличии (отсутствии) пламени дежурных горелок на местный щит управления, включение сигнализации на щит оператора в момент отсутствия пламени.

Согласно требованиям безопасной эксплуатации факельных систем во избежание образования взрывоопасной смеси в начало факельного коллектора высокого и низкого давления предусмотрена непрерывная подача расчетного количества продувочного углеводородного газа. В случае прекращения подачи углеводородного газа обеспечена автоматическая подача инертного газа (азота). На технологической площадке предусмотрен запас инертного газа, достаточный для продувки факельного коллектора.

Расчет высоты факельного ствола.

Проведем предварительный расчет высоты факельного ствола в соответствии с методикой, изложенной в ПБ 03-591-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем» (утв. постановлением Госгортехнадзора РФ от 10 июня 2003 г. N 83).

Обозначения и определения

C_{pi}, C_{vi} - теплоемкостные компоненты, Дж/(моль·К);

D - диаметр факельной трубы, м;

k - показатель адиабаты, $k = \sum N_i C_{pi} / \sum N_i C_{vi}$;

M - молекулярная масса, кг/(кг/кг/моль);

N_i - молярная доля i -го компонента в смеси;

T - температура газа, К;

V - скорость истечения сбросного газа, м/с;

V_{σ} - скорость ветра на уровне центра пламени, м/с,

$$V_{\sigma} = V_{\tau} * [0,9 + 0,01 * (H + Z)] \text{ при } H + Z < 60, \quad (5.1)$$

$$V_{\sigma} = V_m * [1,34 + 0,002 * (H + Z)] \text{ при } 60 < H + Z < 200; \quad (5.2)$$

V_m -максимальная скорость ветра, м/с,

V_{36} -скорость звука в сбрасываемом газе, м/с:

$$V_{36} = 91,5 \cdot \sqrt{kT/M}; \quad (5.3)$$

μ =отношение скорости истечения к скорости звука в сбрасываемом газе:

$$\mu = V/V_{36}. \quad (5.4)$$

При этом рекомендуется принимать:

при постоянных сбросах $\mu \leq 0,2$;

при периодических и аварийных сбросах $\mu \leq 0,5$;

X -расстояние от факельного ствола, м;

X_{min} -минимальное расстояние от факельного ствола до объекта, м;

q -плотность теплового потока в расчетной точке, кВт/м²;

$$q = q_{\pi} + q_{\varsigma}, \quad (5.5)$$

q_{π} -плотность теплового потока от пламени, кВт/м²;

$q_{\pi d}$ -предельно допустимая плотность теплового потока, кВт/м²;

$$q_{\pi d} = q_{\pi} - q_{\varsigma}, \quad (5.6)$$

$q_{\pi d}$ -предельно допустимая плотность теплового потока от пламени, кВт/м²;

q_{ς} -прямая солнечная радиация, кВт/м², определяется для 11-12 ч;

Q -количество тепла, выделяемое пламенем, кВт;

h -высота объекта, м;

H -высота факельного ствола, м, рекомендуется принимать не менее 35D;

Z -расстояние от центра излучения пламени до верха ствола, м; при $\mu < 0,2$ рекомендуется принимать $Z = 5D$;

при $\mu \geq 0,2$ определяют по следующим соотношениям:

H/D	2030	35	40	60	80	100
Z/D	3237	39	40	44	47	48

α -угол отклонения пламени (угол между вертикалью и осью пламени), ° $\operatorname{tg} \alpha = V_{\theta} / V$;

ε - коэффициент излучения пламени, рассчитывается или принимается по справочным данным.

Значения $q_{\text{пл}}$, кВт/м², рекомендуется принимать:

у основания факельного ствола - 9,4;

при условии эвакуации персонала в течение 30 с - 4,8;

на ограждении факельной установки и при условии эвакуации персонала в течение 3 мин - 2,8;

неограниченное пребывание персонала - 1,4.

Расчетный вариант сброса определяется по максимальной плотности теплового потока.

Плотность теплового потока q_n проверяют при выбранной высоте факельного ствола H и заданном расстоянии X . Минимальное расстояние между факельным стволом и объектом определяют при выбранной высоте факельного ствола. Высоту факельного ствола определяют при заданном расстоянии между факельным стволом и объектом.

1. При $\mu < 0,2$

$$q_n = \frac{\varepsilon Q}{4\pi[(X - Z \sin \alpha)^2 + (H - h + Z \cos \alpha)^2]} \quad (5.7)$$

$$X_{\min} = \sqrt{\frac{\varepsilon Q}{\cos^2 \alpha \cdot 4\pi q_{\text{пл}}} - (H - h + Z)^2} + Z \sin \alpha \quad (5.8)$$

$$H = \sqrt{\frac{\varepsilon Q}{4\pi q_{\text{дон}}} - (X - Z \sin \alpha)^2} + h - Z \cos \alpha \quad (5.9)$$

2. При $\mu \geq 0,2$

$$q_n = \frac{\varepsilon Q}{4\pi[(X^2 + (H - h + Z)^2)]}; \quad (5.10)$$

$$X_{\min} = \sqrt{\frac{\varepsilon Q}{4\pi q_{\text{дон}}} - (H - h + Z)^2}; \quad (5.11)$$

$$H = \sqrt{\frac{\varepsilon Q}{4\pi q_{\text{дон}}} - X^2} + h - Z \quad (5.12)$$

5.1 Расчет высоты факельного ствола высокого давления

Исходные данные для расчета высоты факельного ствола приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение
Массовый расход газа, G	кг/с	37,31
Молекулярная масса, M	кг/(кг/кг/моль)	21,157
Низшая теплота сгорания, Q _н	МДж/кг	47,58
Показатель адиабаты, k		1,294
Температура сбрасываемого газа	К	275,74
Скорость сбрасываемого газа	м/с	50,85
Диаметр факельной трубы, D	м	1
Максимальная скорость ветра, V _м	м/с	25
Предельно допустимая плотность теплового потока у основания факельного ствола, q _{пд}	кВт/м ²	4,8
Прямая солнечная радиация, q _с	кВт/м ²	0,66
Высота объекта, h	м	1,7

V_{зв} – скорость звука в сбрасываемом газе, м/с:

$$V_{\text{зв}} = 91,5 * \sqrt{kT/M} = 91,5 * (1,294 * 275,74 / 21,157)^{0,5} = 375,76 \text{ м/с}$$

μ – отношение скорости истечения к скорости звука в сбрасываемом газе:

$$\mu = V / V_{36.} = 50,85 / 375,76 = 0,135$$

При $\mu < 0,2$ рекомендуется принимать $Z = 5D$:

$$Z = 5 \text{ м.}$$

V_6 -скорость ветра на уровне центра пламени, м/с, при 60

$< H + Z < 200$ рассчитываем по формуле:

$$V_B = V_m * [1,34 + 0,002 * (H + Z)] = 25 * [1,34 + 0,002 * (84,39 + 5)] = 37,9695 \text{ м/с}$$

Для определения угла отклонения пламени находим $\text{tg} \alpha = V_6 / V = 37,9695 / 50,85 = 0,7467$,

тогда угол отклонения пламени $\alpha = 36,74856^\circ$.

ε - коэффициент излучения пламени, рассчитываем по эмпирическому уравнению [5]. Значение является приближенным, т.к. зависит от многих факторов, в том числе от конструкции горелок:

$$\varepsilon = 0,048 * M^{0,5} = 0,048 * 21,157^{0,5} = 0,22$$

Предельно допустимая плотность теплового потока от пламени у основания факельного ствола составляет

$$q_{\text{дп}} = q_{\text{пд}} - q_{\text{с}} = 4,8 - 0,66 = 4,14 \text{ кВт/м}^2$$

Количество тепла, выделяемого пламенем, рассчитываем по формуле

$$Q = Q_n * G = 47,58 * 37,31 = 1775,2098 \text{ МДж/с} = 1775209,8 \text{ кВт}$$

Высоту факельного ствола рассчитываем методом приближения до совпадения принятых и расчетных величин по формуле (2.30)

В результате проведенных вычислений получаем:

— высота факельного ствола составляет 85 м

— плотность теплового потока от пламени у основания факельного ствола — 4,089 кВт/м².

Проверочный расчет плотности теплового потока на границе обвалования.

Проведен проверочный расчет плотности теплового потока на границе обвалования факельной установки в соответствии с методикой, изложенной в

ПБ03-591-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем» (утв. постановлением Госгортехнадзора РФ от 10 июня 2003 г. N83).

Плотность теплового потока от пламени проверяем q при выбранной
высоте факельного ствола по формуле (2.28)

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчета плотности теплового потока

Наименование показателя	Единица измерения	Значения
Высота факельного ствола, Нм	м	85
Расстояние от факельного ствола до границы обвалования, X	м	87
Расстояние от центра излучения пламени до верха ствола, Z	м	5
Плотность теплового потока от пламени, $q_{\text{п}}$	кВт/м ²	2,126
Плотность теплового потока в расчетной точке, $q_{\text{с}}$	кВт/м ²	0,66

В соответствии с ПБ 03-591-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем» предельно допустимая плотность теплового потока на ограждении факельной установки $q_{\text{пд}} = 2,8$ кВт/м². Следовательно, принимаем расчетную высоту факельного ствола 85 м.

Для обеспечения неограниченного пребывания персонала предельно допустимая плотность теплового потока $q_{\text{пд}} = 1,4$ кВт/м². Это условие выполняется на расстоянии свыше 189 м от основания факельного ствола.

5.2 Расчет высоты факельного ствола низкого давления

Исходные данные для расчета высоты факельного ствола приведены в таблице 4.3.

В соответствии с ПБ 03-591-03 массовый расход газа взят с коэффициентом 1,5 как аварийный сброс от установки с наибольшей величиной этого выброса.

Таблица 5.3 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение
Массовый расход газа, G	кг/с	9,16
Молекулярная масса, М	кг/(кг/кг/моль)	44,703
Низшая теплота сгорания, $Q_{\text{н}}$	МДж/кг	47,58

Показатель адиабаты, k		1,294
Температура сбрасываемого газа	К	326,342
Скорость сбрасываемого газа	м/с	54,72
Диаметр факельной трубы, D	м	0,3
Максимальная скорость ветра, V_m	м/с	25
Предельно допустимая плотность теплового потока у основания факельного ствола, $q_{\text{пл}}$	кВт/м ²	4,8
Прямая солнечная радиация, q_c	кВт/м ²	0,66
Высота объекта, h	м	1,7

V_{36} -скорость звука в сбрасываемом газе, м/с:

$$V_{36} = 91,5 * \sqrt{kT/M} = 91,5 * (1,294 * 326,342 / 44,703)^{0,5} = 281,226 \text{ м/с}$$

μ = отношение скорости истечения к скорости звука в сбрасываемом газе:

$$\mu = V/V_{36} = 54,72 / 281,226 = 0,19$$

При $\mu < 0,2$ рекомендуется принимать $Z = 5D$:

$$Z = 1,5 \text{ м.}$$

V_B -скорость ветра на уровне центра пламени, м/с, при $H +$

$Z < 60$ рассчитываем по формуле:

$$V_B = V_m * [0,9 + 0,01 * (H + Z)] = 25 * [0,9 + 0,01 * (53 + 1,5)] = 36,125 \text{ м/с}$$

Для определения угла отклонения пламени находим $\text{tg} \alpha = V_B / V =$
 $= 36,125 / 54,72 = 0,66,$

тогда угол отклонения пламени $\alpha = 33,43^\circ$.

ε - коэффициент излучения пламени, рассчитываем по эмпирическому уравнению. Значение является приближенным, т.к. зависит от многих факторов, в том числе от конструкции горелок):

$$\varepsilon = 0,048 * M^{0,5} = 0,048 * 44,703^{0,5} = 0,32$$

Предельно допустимая плотность теплового потока от пламени у основания факельного ствола составляет

$$q_{\text{плп}} = q_{\text{пл}} - q_c = 4,8 - 0,66 = 4,14 \text{ кВт/м}^2$$

Количество тепла, выделяемого пламенем, рассчитываем по формуле

$$Q = Q_n * G = 47,58 * 9,16 = 435,8328 \text{ МДж/с} = 435832,8 \text{ кВт}$$

Высоту факельного ствола рассчитываем методом приближения до совпадения принятых и расчетных величин по формуле (2.30)

В результате проведенных вычислений получаем:

- высота факельного ствола составляет 53 м
- плотность теплового потока от пламени у основания факельного ствола – 4,031 кВт/м².

Проверочный расчет плотности теплового потока на границе обвалования.

Проведен проверочный расчет плотности теплового потока на границе обвалования факельной установки в соответствии с методикой, изложенной в

ПБ 03-591-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем» (утв. постановлением Госгортехнадзора РФ от 10 июня 2003 г. N 83).

Плотность теплового потока от пламени проверяем при выбранной высоте факельного ствола по формуле (2.28)

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты расчета плотности теплового потока

Наименование показателя	Единицы измерения	Значения
Высота факельного ствола, Н	м	53
Расстояние от факельного ствола до границы обвалования, Х	м	51
Расстояние от центра излучения пламени до верха ствола, Z,	м	1,5
Плотность теплового потока от пламени, q_p	кВт/м ²	2,11
Плотность теплового потока в расчетной точке, q_c	кВт/м ²	0,66

В соответствии с ПБ 03-591-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем» предельно допустимая плотность теплового потока на ограждении факельной установки $q_{пд} = 2,8 \text{ кВт/м}^2$. Следовательно, принимаем расчетную высоту факельного ствола 53 м.

Для обеспечения неограниченного пребывания персонала предельно допустимая плотность теплового потока $q_{\text{пд}} = 1,4 \text{ кВт/м}^2$. Это условие выполняется на расстоянии свыше 112 м от основания факельного ствола.

Практическое занятие №6. Утечки нефти и газа через отверстия в трубе

Цель занятия: «Определить расход жидкости через отверстие при аварии на нефтепроводе».

Организационная форма занятия – традиционная.

Классификация методов контроля утечек

Появление утечек сопровождается целым рядом изменений физико-технического состояния трубопровода и пространства вблизи места их появления. Возникает характерный акустический шум, изменяются давление и скорость потока, потребляемая мощность перекачивающих агрегатов. Ощущается загазованность над поверхностью трассы. Изменяются температура, магнитное поле и электропроводность грунта в зоне выхода продукта из трубопровода. В этой связи существует большое число систем эксплуатационного контроля технического состояния трубопровода.

Общие требования к системам обнаружения утечек и дефектов: точность обнаружения малых повреждений: оперативность обнаружения крупных утечек: окупаемость затрат системы контроля.

Среди большого числа методов обнаружения утечек к наиболее эффективным относятся методы постоянного контроля. Из этой группы можно выделить метод математического моделирования гидравлического состояния трубопровода — непрерывное сравнение измеренных гидравлических параметров со значениями, смоделированными в реальном времени с помощью ЭВМ. В случае расхождения значений утечка имеет место, а ее размер и координата определяются расчетным путем.

Существуют различные методы контроля утечек.

Методы статического контроля осуществляется на трубопроводах, временно остановивших перекачку. Перекрываются задвижки на определенном участке и в течение 15 мин наблюдают за изменением в нем

давления. Этот метод позволяет фиксировать утечку $0.6 \text{ м}^3/\text{ч}$. Недостатком метода является невозможность фиксации места повреждения.

Физические методы контроля: изменение давления или расхода перекачиваемого продукта: акустической эмиссии: магнитной дефектоскопии; радиационный; визуальный; трассирующих газов и др.

Рассмотрим установившееся истечение жидкости плотностью при постоянном напоре H в атмосферу через малое отверстие площадью ω в днище резервуара (рисунок. 6.1). Отверстие считается малым, если его диаметр $d < 0,1H$.

Рисунок 6.1 – Сжатое сечение струи жидкости на выходе из отверстия

Частицы жидкости не могут двигаться по изломанным траекториям. имеющим угловые точки. Траектории частиц жидкости по мере их приближения к отверстию плавно искривляются. Наибольшее искривление испытывают траектории тех частиц, которые подходят к отверстию вдоль стенки резервуара или трубы. В местах искривления траектории возникает центробежная сила, направленная внутрь струи, в результате чего живое сечение струи постепенно уменьшается до некоторой минимальной величины ω_c . Это сечение, которое называют *сжатым сечением* отстоит от плоскости отверстия примерно на расстоянии одного диаметра d . Ниже этого сечения жидкость какое-то время движется в виде компактной струи, затем струя насыщается воздухом, начинает дробиться и теряет компактность.

Величина отношения

$$e = \omega_c / \omega \quad (6.1)$$

называется *коэффициентом сжатия струи*.

Все потери напора сосредоточены в плоскости отверстия, которое является местным сопротивлением. Скорость жидкости в сжатом сечении определяется из выражения

$$U = \varphi \sqrt{2gH} \quad (6.2)$$

где φ — коэффициент скорости, учитывающий все местные сопротивления при истечении жидкости; H — напор, под действием которого происходит истечение:

$$H = z + \frac{p}{\rho g} \quad (6.3)$$

где p — избыточное давление в резервуаре; z — уровень жидкости над отверстием (геометрический напор).

Расход жидкости через отверстие равен произведению скорости струи на площадь ее сжатого сечения:

$$Q = \omega \mu \sqrt{2gH} \quad (6.4)$$

где $\mu = \varepsilon \varphi$ — коэффициент расхода.

По мере увеличения срока службы трубопроводов увеличивается вероятность аварий за счет нарушения их герметичности. Среди множества причин, приводящих к нарушению целостности трубопроводов, наиболее распространенными являются: механические повреждения; коррозия металла; заводской брак при изготовлении труб; плохая сварка стыков при монтаже; нестационарные процессы в трубах, сопровождаемые резкими колебаниями давления.

Процесс учета утечек нефти достаточно трудоемок. Существуют специальные компьютерные программы для расчета аварийного истечения нефти из трубопровода при его разгерметизации. Процесс истечения нефти из отверстия в стенке трубы включает в себя следующие три стадии.

Первая стадия напорного истечения происходит при работающей НПС от момента аварии до момента отключения перекачивающей станции. В этот период давление в месте аварии не меняется во времени и количество вытекшей нефти определяется разностью давлений, площадью отверстия и продолжительностью этого периода.

Вторая стадия истечения происходит с момента отключения перекачивающей станции до момента изоляции поврежденного участка нефтепровода линейными задвижками. В течение этой стадии нефть вытекает через отверстие под действием собственного веса. При этом в наивысших точках трубопровода последовательно происходят разрывы сплошности потока и образуются полости, заполненные насыщенными парами нефти.

Третья стадия безнапорного истечения начинается с момента перекрытия линейных задвижек, отсекающих поврежденный участок трубопровода, до момента ликвидации аварии или полного вытекания транспортируемой жидкости. На этой стадии нефть также вытекает под действием собственного веса.

По мере вытекания жидкости из трубы высотная отметка зеркала уменьшается, поэтому в расчетах учитывают, что эта отметка является функцией времени $z = f(t)$. После достижения опускающимся зеркалом отметки вершины V-образного колена жидкость в этом колене останавливается, столб жидкости разрывается. Далее зеркало нефти опускается, начиная с вершины колена трубы.

Контрольные вопросы:

1. Какие общие требования к системам обнаружения утечек?
2. Назовите основные причины, приводящие к нарушению целостности трубопровода.
3. Какие стадии включает в себя процесс истечения нефти из трубопровода.

Опишите

их.

Список рекомендуемой литературы

1. Тетельмин В.В. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, Изд.дом «Интеллект», 2009 г., -351 с.
2. Общая экология: учебник для вузов / сост. А. С. Степановских. – М.: ЮНИТИ, 2001. – 510 с.: ил. – Библиогр.: с. 508-509. -ISBN 5-238-00195- 9
3. Булатов , А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности/ А. И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ю. Шеметов. – М.:Недра, 1997. -483 с.: ил. – Библиогр.: с. 470-481. – ISBN 5-247-03694-8
4. Новиков, Ю.В. Экология, окружающая среда и человек: (учеб.пособие) / Ю.В.Новиков. – М.:Фаир-Пресс, 1999.-320 с. – Библиогр.: с.311-315.-ISBN 5-8183-0110-9
5. Лозановская, И.Н. Экология и охрана биосферы при химическом загрязнении: учеб. пособие для вузов / И.Н. Лозановская, Д.С. Орлов, Л.К. Садовникова. – М.: Высшая школа,1998. – 288 с.:ил. – Библиогр.: с.284-285. -ISBN5-06-002590-X

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по организации и проведению
самостоятельной работы

«Охрана окружающей среды в нефтегазовом деле»

для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело направленность (профиль) «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей образовательной программы (далее ОП).

2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО.
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

- Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки специалиста, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;
- основная образовательная программа подготовки специалиста состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;
- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки специалиста должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;
- в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет - конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего специалиста;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям