



Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

**Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»**

Н. С. Терлецкая

ОТРАСЛЕВАЯ ЭКОЛОГИЯ

ПРАКТИКУМ

**по одноименной дисциплине для студентов
специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2018

УДК 502.3:622.2.276(075.8)
ББК 20.1+35.514я73
Т35

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 23.01.2017 г.)*

Рецензенты: зав. лабораторией разработки документов в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» канд. техн. наук *Е. Е. Кученева*;
доц. каф. «РЭНМиТН» ГГТУ им. П. О. Сухого канд. экон. наук,
доц. *М. Е. Лебешков*

Терлецкая, Н. С.

Т35 Отраслевая экология : практикум по одноим. курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / Н. С. Терлецкая. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2018. – 39 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц; 32 Mb RAM; свободное место на HDD 16 Mb; Windows 98 и выше; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-366-0.

Рассмотрены сложнейшие процессы взаимодействия основных производств нефтегазовой отрасли с объектами природной среды и возможности применения экономически целесообразных и экологически необходимых мероприятий, обеспечивающих рациональное использование и охрану природных ресурсов.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

**УДК 502.3:622.2.276(075.8)
ББК 20.1+35.514я73**

ISBN 978-985-535-366-0

© Терлецкая Н. С., 2018
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2018

ВВЕДЕНИЕ

Состояние окружающей природной среды является одной из наиболее острых социально-экономических проблем, прямо или косвенно затрагивающих интересы каждого человека.

В настоящее время человечество находится в периоде сверхинтенсивного использования ресурсов окружающей среды – расход ресурсов превышает их прирост, что неизбежно ведет к исчерпанию ресурсов.

Общеизвестно, что среди экологически неблагополучных отраслей промышленности топливно-энергетический комплекс (ТЭК) занимает едва ли не первое место. На его долю приходится свыше 40 % общих загрязнений окружающей среды.

Нефтегазодобывающая отрасль – одна из самых экологически опасных отраслей хозяйствования. Она отличается большой землеемкостью, значительной загрязняющей способностью, высокой взрыво- и пожароопасностью промышленных объектов. Химические реагенты, применяемые при бурении скважин, добыче и подготовке нефти, а также добываемые углеводороды и примеси к ним являются вредными веществами для растительного и животного мира, а также для человека.

Нефтегазодобыча опасна повышенной аварийностью работ, так как основные производственные процессы происходят под высоким давлением. Промысловое оборудование и трубопроводные системы работают в агрессивных средах.

Согласно статье 45 Закона Республики Беларусь «Об охране окружающей среды» при размещении, проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации и ликвидации нефтегазодобывающих производств должны предусматриваться меры по снижению вредного воздействия на окружающую среду.

На месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» согласно стандарту предприятия [6] проводятся технологические мероприятия по обработке отходов бурения с целью снижения загрязнения окружающей среды при строительстве скважин. В соответствии с санитарными правилами и нормами буровая установка, осуществляющая строительство скважин на нефть и газ, является источником воздействия на среду обитания и здоровья человека. По санитарной классификации предприятия нефтегазодобывающей

отрасли относятся к предприятиям III класса, для которых устанавливается санитарно-защитная зона (СЗЗ) шириной 500 м.

Все проекты строительства нефтяных и газовых скважин на месторождениях нефти и газа содержат раздел «Охрана окружающей природной среды» с указанием всех мероприятий по охране почв и рекультивации земель, утилизации отходов бурения и их захоронению, охране воздушной среды от загрязнения и охране недр.

Представленные в работе расчеты позволяют проводить количественную оценку объемов отработанных буровых растворов (ОБР) водной основы и шлама (БШ), образующихся в процессе строительства скважин в различных геолого-технических условиях.

Практическое занятие № 1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И БУРОВОГО ШЛАМА

Основные определения

К основным потенциальным загрязнителям окружающей среды при бурении и строительстве скважин относятся:

- отработанные буровые и тампонажные растворы;
- буровые сточные воды;
- буровой шлам.

Основным источником возможного загрязнения окружающей среды является шламовый амбар. Практикой строительства скважин установлено, что поступление в грунтовые воды токсичных веществ из шламовых амбаров, накапливающих все виды отходов бурения, происходит в результате нарушения или некачественной гидроизоляции дна и стенок шламовых амбаров.

Для предотвращения загрязнения объектов окружающей среды необходимо производить расчет образующихся отходов бурения скважин, что позволяет обосновывать в проектах на строительство скважин смету и количество технических средств и сооружений, необходимых для сбора, хранения, транспортировки, утилизации или захоронения ОБР и БШ, уходящих в отходы.

Одними из опасных видов отходов бурения скважин являются ОБР и БШ.

Под ОБР понимается буровой раствор, исключаемый из технологических процессов строительства скважин, который накапливается на территории буровой и подлежит утилизации или захоронению [1].

Под утилизацией ОБР на современном уровне развития техники и технологии понимается:

- полное или частичное использование ОБР для приготовления нового бурового раствора, необходимого при проходке последующих интервалов данной скважины;
- повторное использование его для бурения новых скважин;
- регенерация активных компонентов из бурового раствора.

Под БШ понимается смесь выбуренной породы и бурового раствора, удаляемых из циркуляционной системы буровой различными очистными устройствами [1].

Расчет объемов отработанного бурового раствора и шлама производится на стадии составления проектов на строительство нефтя-

ных и газовых скважин. Результаты расчетов служат основанием для реализации природоохранных мероприятий и соблюдения технологии производства работ по строительству скважин [4].

Отработанный буровой раствор и буровой шлам содержат в своем составе химические реагенты, минеральные примеси и нефтепродукты, которые в результате попадания в почву и водные объекты загрязняют их.

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 последствия трудно предсказуемы. В результате утечки вредных отходов бурения нарушается естественный гидрохимический режим поверхностных и грунтовых вод. Под гидрохимическим режимом понимается изменение химического состава воды природных объектов во времени. Подобные изменения происходят в результате загрязнения водных объектов загрязняющими веществами. Загрязнение водных объектов вызывается сбросом или поступлением иным путем загрязняющих воду веществ в поверхностные и подземные водные объекты, а также образованием в них вредных веществ, которые ухудшают качество поверхностных и подземных вод, ограничивают (исключают) их использование либо негативно влияют на состояние дна и береговых водных объектов. Загрязняющим воду веществом является вещество в воде, вызывающее нарушение норм качества воды.

Источником загрязнения вод называется источник, вносящий в поверхностные или подземные воды загрязняющие вещества, микроорганизмы или тепло. Перечисленные определения, входящие в СТП 09100.17015.078–2006 РУП «Производственное объединение «Белорус-

нефть» [8], в конечном итоге влияют на качество воды, под которым понимается характеристика состава и свойств воды, определяющая пригодность ее для конкретных видов использования.

Очевидная экологическая опасность ОБР и БШ определяется:

- типом промывочных жидкостей, применяемых при бурении скважин (это в основном глинистые буровые растворы на водной основе, которые готовятся, как правило, из глинопорошка);

- набором специальных химреагентов, применяемых для регулирования реологических, фильтрационных и структурно-механических свойств буровых растворов;

- содержанием нефти, используемой в качестве профилактической противоприхватной добавки.

Общие правила охраны водных объектов от загрязнения при проектировании строительства нефтяных, газовых скважин на месторождениях нефти и газа устанавливает ГОСТ 17.1.3.12–86 [5]. Проекты строительства таких скважин должны содержать раздел «Охрана окружающей среды» с указанием мер и средств защиты поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью, нефтепродуктами, буровыми растворами, химическими растворами, применяемыми в процессе производственной деятельности буровых организаций, а также производственными, хозяйственно-бытовыми водами с территории скважины и твердыми отходами бурения.

Для предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды отходов бурения, БСВ, загрязненных ливневых стоков с территории буровой организуется система накопления и хранения отходов бурения и инженерной канализации стоков, которая включает:

- строительство обваловки;

- формирование технологических площадок и их гидроизоляцию;

- установку лотков для транспортировки стоков к узлу сбора;

- строительство накопительных амбаров, обеспечивающих раздельный сбор отходов бурения и продуктов испытания скважин по их видам;

- оборудование замкнутой системы водоснабжения с использованием металлических емкостей, а также контейнеров для сбора и вывоза шлама при бурении.

Организация процесса бурения сопровождается сооружением на территории буровой земляных амбаров для сбора и хранения следующих видов отходов бурения:

- для сбора выбуренной породы и ОБР (надсолевой выбуренной породы и солей отдельно);

- технологический амбар или металлические емкости для сбора буровых сточных вод и их отстоя после очистки;
- превенторный амбар (могут использоваться металлические емкости).

Объемы амбаров определяются проектом на строительство скважины, обваловка амбаров сооружается из минерального грунта и по периметру должна иметь высоту не менее 0,5 м.

Объемы образования отходов указанных видов зависят от многих факторов и должны регламентироваться. Знание объемов отходов бурения с оценкой уровня и характера их загрязненности необходимо для понимания механизма воздействия на объекты природной среды и выбора природоохранных мер.

Исходная информация для определения объемов ОБР и БШ. Основными источниками исходной информации для определения объемов отработанных буровых растворов являются:

- геолого-технический наряд;
- режимно-технологическая карта;
- регламенты на буровые растворы.

Перечень необходимой информации для расчета объемов ОБР и БШ представлен в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Перечень необходимой информации для расчета объемов ОБР и БШ

Показатель	Условное обозначение	Размерность	Тип показателя	Исходные документы или источник получения данных
Объем раствора в циркуляционной системе буровой установки	$V_{\text{цир}}$	м ³	Проектный	Единые технические правила ведения работ при бурении скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях
Интервал бурения	L_i	м	–	Геолого-технический наряд
Диаметр долота в интервале бурения	D_H	м	–	–
Интервал бурения	L_i	м	–	Геолого-технический наряд

Показатель	Условное обозначение	Размерность	Тип показателя	Исходные документы или источник получения данных
Диаметр долота в интервале бурения	D_H	м	—	—
Средний внутренний диаметр обсадных колонн в закрепленной части ствола, в котором осуществляется циркуляция раствора	D_i	м	—	Технический проект на строительство скважины
Количество обсадных колонн различных диаметров в закрепленной части ствола, в котором осуществляется циркуляция раствора	m	Безразмерное	—	—
Длина обсадной колонны в обсаженной части ствола, в котором осуществляется циркуляция раствора	L_{Ki}	м	—	—
Наружный диаметр спускаемой колонны для крепления i -го интервала	D_K	м	—	—
Внутренний диаметр обсадной колонны, спускаемой для крепления i -го интервала	D_{Bi}	м	—	—
Длина цементируемой колонны (секции)	L_C	м	—	—
Средний коэффициент кавернозности в интервале бурения	α	Безразмерный	—	—

Показатель	Условное обозначение	Размерность	Тип показателя	Исходные документы или источник получения данных
Степень очистки бурового раствора от породы: – общая; – виброситом СВ-1; – виброситом СВ-2, СВ-2В; – пескоотделителем; – илоотделителем	ε ε' ε' ε'' ε'''	Безразмерная	Проектный 0,10 0,20–0,25 0,20 0,35	Проектная схема монтажа оборудования (принятая система очистки)
Количество разбуриваемых глинистых пластов в интервале бурения	N	–	–	Геолого-технический наряд
Мощность глинистых пород в интервале бурения	L_{Ni}	м	Проектный	–
Толщина глинистой корки на проницаемых пластах ствола скважины	h_i	м	–	Регламент на буровые растворы
Коэффициент коллоидальности разбуриваемых пород	K	Безразмерный	Расчетный графическим методом	–
Коэффициент, характеризующий влияние обработки бурового раствора на изменение коллоидальности глинистых пород	a	Безразмерный	Проектный	Таблица 1.2
Коэффициент, характеризующий интенсивность изменения коллоидальности твердой фазы бурового раствора в результате действия забойной температуры	b	–	–	Таблица 1.4

Показатель	Условное обозначение	Размерность	Тип показателя	Исходные документы или источник получения данных
Температура в скважине в статических условиях	t	°С	–	Регламент на буровые растворы
Плотность бурового раствора	ρ_{Pi}	т/м ³	–	Геолого-технический наряд, регламент на буровые растворы
Средняя плотность глинистой породы в интервале бурения	ρ_{Pi}	т/м ³	–	РД
Показатель коллоидно-химического равновесия дисперсной фазы	P	Безразмерный	–	Таблица 1.2
Проектная высота подъема тампонажного раствора в колонном пространстве скважины при креплении i -го интервала	H_i	м	Проектный	Проект на строительство скважины
Процент повторно используемого бурового раствора для бурения последующих интервалов	β	%	–	Проектно-плановое задание
Количество интервалов бурения, заданных конструкцией скважины и типом бурового раствора	n	Безразмерный	–	Геолого-технический наряд
Объем скважины в период освоения	$V_{СКВ}$	м ³	–	Технический проект

Принципы расчета образующихся объемов ОБР и БШ. В основу подхода по определению объемов ОБР и шлама положены расчетные методы. Наиболее приемлемой для практических целей по точности и достоверности результатов является методика, учитывающая все факторы, оказывающие влияние на объемы образующихся отходов бурения [1].

Схемой расчета предусматривается определение объемов ОБР и БШ по интервалам бурения, заданных конструкцией скважин и типом бурового раствора.

Общий объем ОБР ($V_{\text{ОБР}}$), который уходит в отходы после окончания строительства скважины, складывается:

1) из избыточных объемов растворов, накапливаемых при поинтервальном бурении ($V_{\text{ОБР}i}$);

2) объемов раствора, сбрасываемых в шламовый амбар при смене типа и системы обработки промывочных жидкостей и объемов, необходимых для освоения скважины ($V_{\text{ОСВ}}$).

Основными причинами образования и накопления избыточных объемов растворов являются:

– наработка раствора при разбуривании интервалов, сложенных глинистыми породами;

– замена одного типа бурового раствора на другой;

– замена бурового раствора, используемого для бурения под эксплуатационную колонну, на раствор другого типа для освоения скважины;

– проведение ряда дополнительных технологических операций, не предусмотренных проектом на бурение скважин (например ликвидация осложнений).

Расчет объемов ОБР производится по формулам, приведенным в данном разделе.

Объем ОБР по скважине ($V_{\text{ОБР}}$) определяют суммированием объемов, образующихся после бурения каждого интервала и объема, необходимого для освоения ($V_{\text{ОСВ}}$). Расчет объемов ОБР производится по формулам (1.1)–(1.2). Объем ОБР составит:

$$V_{\text{ОБР}} = \sum_{i=1}^n V_{\text{ОБР}i} + V_{\text{ОСВ}}. \quad (1.1)$$

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

$$V_{\text{ОСВ}} = 1,5V_{\text{СКВ}i}, \quad (1.2)$$

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

Объем ствола скважины рассчитывается по формуле

$$V_{СКВi} = 0,785 \sum_{i=1}^m L_{Ki} D_{Bi}^2 + 0,785 (\alpha D_H)^2 L_i, \quad (1.3)$$

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

Объем ОБР $_i$, уходящего в отходы после окончания бурения конкретного интервала ($V_{ОБРi}$), 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 ($V_{П.Иi}$) и рассчитывается по формуле

$$V_{ОБРi} = V_{yi} - V_{П.Иi}. \quad (1.4)$$

Объем бурового раствора, подлежащего утилизации или захоронению (V_{yi}) после окончания бурения i -го интервала, составит:

$$V_{yi} = V_{БРi} - (V_{\Phi i} + V_{ЦЕМi} + V_{П.Оi}), \quad (1.5)$$

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; $V_{П.Оi}$ – потери бурового раствора при его очистке на очистных устройствах.

Объем повторно используемого бурового раствора ($V_{П.Иi}$) при проходке последующих интервалов составит:

$$V_{П.Иi} = \frac{V_{yi}}{100} \beta, \quad (1.6)$$

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 скважины.

Расчет объема бурового раствора ($V_{БРi}$), применявшегося в процессе бурения i -го интервала, производится по формуле

$$V_{БРi} = V_{\Pi i} + V_{Hi}, \quad (1.7)$$

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

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

$$V_{\Pi i} = V_i + V_{\Pi.Oi} + V_{\Phi i} + V_{\text{ЦИР}}, \quad (1.8)$$

где $V_{\text{ЦИР}}$ – объем раствора в циркуляционной системе буровой установки (определяется в зависимости от типа буровых установок).

Объем нарабатываемого раствора (V_{Hi}) определяется по эмпирической формуле:

$$V_{Hi} = \sum_{i=1}^N \left[(1 - \varepsilon) M \frac{Ka(1 + bt_i)\rho_{Pi}}{0,01P\rho_{\Pi i}} \right], \quad (1.9)$$

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 глинистых породах; 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.

Показатели M , t_i , ρ_{Pi} , $\rho_{\Pi i}$ определяются известными методами. Значение показателя ε принимается согласно табл. 1.1.

Коэффициент коллоидальности K определяется аналитическим или графическим способом (используются данные о $\rho_{\Pi i}$).

Значение показателей a и P приведены в табл. 1.2.

Значение коэффициента b принимается равным 0,00072 при температуре в скважине $t < 130$ °С; 0,00267 при $t = 130–160$ °С и 0,00300 при $t > 160$ °С.

Таблица 1.2

Влияние системы обработки бурового раствора на коэффициент a и показатель коллоидально-химического равновесия P

Основные системы обработки бурового раствора (по преимущественному химическому реагенту)	a	P
УЩР (углещелочный реагент)	1,20	4,5–5,0
УЩР + хромпик (дихромат калия)	0,85	4,5–5,0
УЩР + окзил + ССБ (КССБ) + хромпик	0,80	4,0–4,5
УЩР + окзил + КИЦ + хромпик	0,76	3,0–3,6
УЩР + известь + хромпик	0,75	3,0–3,5
Гипс + окзил	0,65	3,0–3,5
Гипс + известь + окзил	0,57	3,0
КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза)	0,82	4,0
КМЦ + акриловые реагенты + NaCl(KCl)	0,50	2,3–2,7
КМЦ + NaCl(KCl)	0,80	3,8–4,2
Na ₂ SiO ₃ + КССБ (ССБ)	0,50	3,0
Глинистая суспензия (глина–вода)	1,0	3,3–3,6

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

$$V_{\Phi i} = \frac{2,51h_i}{\rho_{Pi} - 1} \left(\alpha_i D_H - \frac{h_i}{2} \right) L_i, \quad (1.10)$$

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

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

$$V_{\text{ЦЕМ}i} = 0,785 \left[(\alpha D_H)^2 - D_K^2 (L_i - H_i) \right] + 0,785 \sum_{i=1}^m (D_{Bi}^2 - D_K^2) (L_i - H_i), \quad (1.11)$$

где D_K – наружный диаметр спускаемой обсадной колонны для крепления i -го интервала; H_i – проектная высота подъема тампонаж-

ного раствора в заколонном пространстве скважины при креплении i -го интервала; m – количество обсадных колонн различных диаметров в закрепленной части ствола, в которой осуществляется циркуляция бурового раствора.

Потери бурового раствора при его очистке на очистных системах составят:

$$V_{\text{П.О}i} = V'_{\text{П.О}i} + V''_{\text{П.О}i} + V'''_{\text{П.О}i}, \quad (1.12)$$

где $V'_{\text{П.О}i}$, $V''_{\text{П.О}i}$, $V'''_{\text{П.О}i}$ – соответственно потери бурового раствора при его очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе.

Расчет потерь на каждом очистном устройстве производится по эмпирическим зависимостям:

$$V'_{\text{П.О}i} = 1,3V_{\text{ПР}i}\varepsilon'; \quad (1.13)$$

$$V''_{\text{П.О}i} = 1,92V_{\text{ПР}i}\varepsilon''; \quad (1.14)$$

$$V'''_{\text{П.О}i} = 3,0V_{\text{ПР}i}\varepsilon''', \quad (1.15)$$

где $V_{\text{ПР}i}$ – объем выбуренной породы в i -м интервале; ε – степень очистки бурового раствора от породы (см. табл. 1.1).

Объем выбуренной породы определяется по формуле

$$V_{\text{ПР}i} = 0,785(\alpha_i D_H)^2 L_i. \quad (1.16)$$

Коэффициент коллоидальности (K) разбурываемых пород определяется из следующего выражения:

$$K = \frac{2,9}{\rho_{\text{П}}} - 1,08, \quad (1.17)$$

где видно, что коэффициент коллоидальности глинистых пород в условиях естественного залегания однозначно определяется плотностью пород.

Объем бурового раствора, необходимого для освоения скважины, принимается исходя из промышленного наряда, равным полуторному объему ствола скважины [2].

Объем БШ рассчитывается по формуле

$$V_{\text{Ш}} = V'_{\text{Ш}} + V''_{\text{Ш}} + V'''_{\text{Ш}}, \quad (1.18)$$

где $V'_{\text{Ш}}$, $V''_{\text{Ш}}$, $V'''_{\text{Ш}}$ – соответственно объем шлама, образующегося на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе:

$$V'_{\text{Ш}} = 2,3V_{\text{ПР}i}\varepsilon'; \quad (1.19)$$

$$V''_{\text{Ш}} = 2,9V_{\text{ПР}i}\varepsilon''; \quad (1.20)$$

$$V'''_{\text{Ш}} = 4,0V_{\text{ПР}i}\varepsilon''', \quad (1.21)$$

где $V_{\text{ПР}i}$ – объем выбуренной породы (определяется согласно формуле (1.16)); ε – степень очистки бурового раствора от породы: ε' – виброситом; ε'' – пескоотделителем; ε''' – илоотделителем (см. табл. 1.1).

Представленная методика позволяет с достаточной для практики точностью рассчитывать объемы ОБР и БШ и использовать результаты этих расчетов при составлении проектов на строительство скважин.

Определение объемов ОБР и БШ. Формулы и порядок расчета объемов ОБР и БШ при строительстве скважин приводятся в табл. 1.3.

Объем экологически небезопасных отходов весьма велик. Исходя из этого шламовые амбары являются источником повышенной опасности для окружающей среды. Поступления токсических веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды обычно происходит вследствие отсутствия или некачественной гидроизоляции дна и стенок амбаров.

Необходимо качественно изолировать шламовый амбар, чтобы не допустить поступления токсических веществ в грунт.

Таблица 1.3

Расчет объемов отработанного бурового раствора и шлама

Номер позиции	Показатель	Условное обозначение	Единица измерения	Формула для расчета	Порядок исходной формулы
1	Объем ствола скважины на конец i -го интервала	$V_{СКВi}$	M^3	$V_{СКВi} = 0,785 \sum_{i-1}^m L_{Ки} D_{Bi}^2 + 0,785(\alpha D_H)^2 L_i$	(1.3)
2	Объем выбуренной породы в i -м интервале	$V_{ПРi}$	M^3	$V_{ПРi} = 0,785(\alpha_i D_H)^2 L_i$	(1.16)
3	Объем выбуренной глинистой породы	$V_{Г.Пi}$	M^3	$V_{Г.Пi} = 0,785(\alpha_i D_H)^2 L_i$	По необходимости
4	Масса выбуренной глинистой породы при разбуривании i -го интервала	M	т	$M = V_{Г.Пi} \rho_{Пi}$	По необходимости
5	Потери бурового раствора при его очистке:	$V_{П.Оi}$	M^3	$V_{П.Оi} = V'_{П.Оi} + V''_{П.Оi} + V'''_{П.Оi}$	(1.12)
	– виброситом	$V'_{П.Оi}$	M^3	$V'_{П.Оi} = 1,3V_{ПРi}\varepsilon'$	(1.13)
	– пескоотделителем	$V''_{П.Оi}$	M^3	$V''_{П.Оi} = 1,92V_{ПРi}\varepsilon''$	(1.14)
	– илоотделителем	$V'''_{П.Оi}$	M^3	$V'''_{П.Оi} = 3,0V_{ПРi}\varepsilon'''$	(1.15)
6	Потери на фильтрацию и коркообразование при бурении в i -м интервале	$V_{\Phi i}$	M^3	$V_{\Phi i} = \frac{2,51h_i}{\rho_{Pi} - 1} (\alpha_i D_H - \frac{h_i}{2}) L_i$	(1.10)

Номер позиции	Показатель	Условное обозначение	Единица измерения	Формула для расчета	Порядок исходной формулы
7	Объем бурового раствора, необходимого для бурения i -го интервала (потребный объем)	$V_{\Pi i}$	м^3	$V_{\Pi i} = V_i + V_{\Pi.Oi} + V_{\Phi i} + V_{\text{ЦИР}}$	(1.8)
8	Объем нарабатываемого в процессе разбуривания глинистых пород в i -м интервале	$V_{\text{Н}i}$	м^3	$V_{\text{Н}i} = \sum_{i=1}^N \left[(1 - \varepsilon) M \frac{Ka(1 + bt_i) \rho_{Pi}}{0,01 P \rho_{\Pi i}} \right]$	(1.9)
9	Объем бурового раствора, применявшегося в процессе бурения i -го интервала	$V_{\text{ОБР}i}$	м^3	$V_{\text{ОБР}i} = V_{\text{Y}i} - V_{\Pi.i}$	(1.4)
10	Объем бурового раствора, остающегося в заколонном пространстве скважины после крепления скважины в i -м интервале	$V_{\text{ЦЕМ}i}$	м^3	$V_{\text{ЦЕМ}i} = 0,785 \left[(\alpha D_{\text{H}})^2 - D_{\text{K}}^2 (L_i - H_i) \right] +$ $+ 0,785 \sum_{i=1}^m (D_{\text{B}i}^2 - D_{\text{K}}^2) (L_i - H_i)$	(1.11)
11	Объем бурового раствора, подлежащего утилизации или захоронению после окончания бурения i -го интервала	$V_{\text{Y}i}$	м^3	$V_{\text{Y}i} = V_{\text{БР}i} - (V_{\Phi i} + V_{\text{ЦЕМ}i} + V_{\Pi.Oi})$	(1.5)

Номер позиции	Показатель	Условное обозначение	Единица измерения	Формула для расчета	Порядок исходной формулы
12	Объем бурового раствора, повторно используемого	$V_{\text{П.И}i}$	м^3	$V_{\text{П.И}i} = \frac{V_{y_i}}{100} \beta$	(1.6)
13	Объем ОБР, уходящего в отходы после окончания бурения и крепления i -го интервала	$V_{\text{ОБР}i}$	м^3	$V_{\text{ОБР}i} = V_{y_i} - V_{\text{П.И}i}$	(1.4)
14	Объем бурового раствора, необходимого для освоения скважины (объекта)	$V_{\text{ОСВ}}$	м^3	$V_{\text{ОСВ}} = 1,5V_{\text{СКВ}i}$	(1.2)
15	Объем ОБР, уходящего в отходы после окончания строительства скважины	$V_{\text{ОБР}}$	м^3	$V_{\text{ОБР}} = \sum_{i=1}^n V_{\text{ОБР}i} + V_{\text{ОСВ}}$	(1.1)
16	Объем шлама, уходящего в отходы при строительстве скважины	$V_{\text{Ш}}$	м^3	$V_{\text{Ш}} = V'_{\text{Ш}} + V''_{\text{Ш}} + V'''_{\text{Ш}}$	(1.18)
17	Объем шлама, уходящего в отходы после очистки бурового раствора: – виброситом	$V'_{\text{Ш}}$	м^3	$V'_{\text{Ш}} = 2,3V_{\text{ПР}i}\varepsilon'$	(1.19)
	– пескоотделителем	$V''_{\text{Ш}}$	м^3	$V''_{\text{Ш}} = 2,9V_{\text{ПР}i}\varepsilon''$	(1.20)
	– илоотделителем	$V'''_{\text{Ш}}$	м^3	$V'''_{\text{Ш}} = 4,0V_{\text{ПР}i}\varepsilon'''$	(1.21)

**Практические задания по определению
объемов отработанных буровых растворов
и бурового шлама**

Для выполнения практического задания в табл. 1.4 представлены исходные данные для расчета объемов ОБР и БШ.

Таблица 1.4

Исходные данные для расчетов

Показатель	Варианты					
Объем раствора в циркуляционной системе $V_{\text{ЦИР}}$, м ³	5,6	7,2	7,8	10,0	15,2	5,2
Глубина или интервал бурения L_i , м	2800	2500	3000	2000	1900	2600
Диаметр долота в интервале бурения D_H , м	215,9	165,1	295,3	215,9	165,1	295,3
Внутренний диаметр обсадной колонны, спускаемой для крепления i -го интервала D_{Bi} , м	150 мм	128 мм	122 мм	176 мм	227 мм	150 мм
Длина обсадной колонны в обсаженной части ствола, в котором осуществляется циркуляция раствора L_{Ki} , м	2800	2500	3000	2000	1900	2600
Длина цементируемой колонны (секции) L_C , м	2000	1600	2500	1000	1300	2200
Толщина глинистой корки на проницаемых пластах ствола скважины h_i , м	0,05	0,09	0,1	0,15	0,2	0,25
Коэффициент коллоидальности разбуриваемых пород K	0,47	0,15	0,8	0,29	0,3	0,47
Коэффициент, характеризующий влияние обработки бурового раствора на изменение коллоидальности глинистых пород a	1,2	0,5	0,82	1,0	0,85	0,76

Показатель	Варианты					
Коэффициент, характеризующий интенсивность изменения коллоидальности твердой фазы бурового раствора в результате действия забойной температуры b	0,00072	0,00267	0,00267	0,00267	0,003	0,003
Средняя плотность глинистой породы в интервале бурения $\rho_{\text{П}i}$, т/м ³	1,9	2,3	2,5	2,1	2,7	1,9
Показатель коллоидно-химического равновесия дисперсной фазы P	5,0	3,0	4,0	3,6	4,3	3,4
Качество обсадных колонн различных диаметров в закрепленной части ствола, в котором осуществляется циркуляция раствора t	2	2	3	2	3	3
Наружный диаметр спускаемой колонны для крепления i -го интервала D_K , м	168 мм	146 мм	140 мм	194 мм	245 мм	168 мм
Внутренний диаметр обсадной колонны, спускаемой для крепления i -го интервала $D_{\text{В}i}$, м	150 мм	128 мм	122 мм	176 мм	227 мм	150 мм
Средний коэффициент кавернозности в интервале бурения α	1,23	1,2	1,05	1,19	1,01	1,22
Количество разбуриваемых глинистых пластов в интервале бурения N	3	4	5	2	6	2
Мощность глинистых пород в интервале бурения L_{Ni} , м	150	70	100	60	25	40
Степень очистки бурового раствора ε	0,1	0,2	0,3	0,25	0,23	0,24
Температура в скважине в статических условиях t , °С	130	140	150	160	170	180

Окончание табл. 1.4

Показатель	Варианты					
Плотность бурового раствора ρ_{Pi} , т/м ³	1,3	1,05	1,14	1,16	1,31	1,31
Проектная высота подъема тампонажного раствора в заклонном пространстве скважины при креплении i -го интервала H_i , м	685	1600	800	510	1300	700
Процент повторно используемого бурового раствора для бурения последующих интервалов β , %	10	15	12	20	25	12
Объем скважины в период освоения $V_{СКВ}$, м ³	8,4	10,8	11,7	15,0	22,8	7,8

Практическое занятие № 2

ОЦЕНКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОДНОЙ СРЕДЫ. ВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Нефтегазодобывающие производства потребляют воду в технологических целях, во вспомогательных процессах и для бытовых нужд.

На 1 т добытой нефти требуется от 2 до 15 м³ воды (в зависимости от системы заводнения).

Вспомогательные процессы: приготовление растворов реагентов, охлаждение потоков нефти, газа, паров, охлаждение оборудования, промывка оборудования, приготовление умягченной воды (для котельных) и т. д.

Балансовое водоотведение, можно сказать, равносильно водопотреблению, оно *соответствует забору воды от источника с учетом потерь*.

Спецификой нефтегазовых предприятий является наличие *небалансовых* сточных вод, образующихся в результате отделения пластовых вод из добываемой пластовой смеси. Это увеличивает объемы водоотведения добывающих предприятий.

Анализ водопотребления и водоотведения необходим для:

- 1) определения объемов расхода воды по направлениям;
- 2) рационального водопользования;
- 3) установления объемов и характера загрязнения сточных вод;
- 4) выбора способов очистки.

При проектировании рассчитываются:

– *коэффициент использования воды*, забираемой из источника:

$$K_3 = \frac{W_2 + W_3 - W_4}{W_2 + W_4} < 1, \quad (2.1)$$

где W_2 – расход воды, забираемой из источника, м³/ч; W_3 – расход воды, поступающей в систему водоснабжения с сырьем, м³/ч; W_4 – расход сточных вод, сбрасываемых в водоем, м³/ч;

– *коэффициент водоотведения*:

$$K_4 = \frac{W_4}{W_2 + W_3 + W_6} 100 \%, \quad (2.2)$$

где W_6 – расход сточных вод, получаемых от других потребителей для повторного использования, м³/ч.

Загрязняющие вещества в сточных водах:

– *минеральные*: нефть и нефтепродукты, минеральные соли растворенные, песок, глина, кислоты и др.;

– *органические*: растительного и животного происхождения: остатки растений, водоросли;

– *бактериальные* (можно отнести и к органическим, но ввиду особой важности выделены в отдельную группу).

Соотношение между ними изменяется в широких пределах и обусловлено спецификой предприятия.

Наибольшую опасность для водной среды представляют нефть, нефтепродукты, конденсат, тяжелые металлы (Cu, Zn, Pb, Cd, Ni, Hg), сульфаты, хлориды.

Токсичность нефти в водной среде проявляется при концентрации более 1 мг/м³. Даже незначительное содержание нефти (200–400 мг/м³) придает воде специфический запах.

Нефть, покрывая пленкой поверхность воды, ухудшает газообмен (по O₂ CO₂), нарушает тепловой обмен, уменьшает испарение воды. Содержание кислорода в воде уменьшается, так как он расходуется на окисление органических веществ.

Различные виды бактерий реагируют на нефтяное загрязнение по-разному.

Опасными загрязнителями являются поверхностно-активные вещества (ПАВ), применяемые при бурении и при обезвоживании нефти (в процессе деэмульгации). ПАВ попадают в воду также из хозяйственно-бытовых стоков жилых поселков и при использовании их для промывок оборудования.

При попадании стоков в водоем начинается цепь биохимических превращений. Бактерии, используя растворенный в воде кислород, разлагают органические соединения до CO₂ и других простых соединений. Водоросли используют эти продукты для своего роста и одновременно выделяют в воду кислород. Так происходит *самоочищение* водной среды.

Естественный цикл самоочищения происходит медленно и только при наличии равновесия между животными и растительными организмами, для чего важна достаточная концентрация кислорода, растворенного в воде. При постоянном загрязнении содержание кислорода уменьшается и процесс самоочищения нарушается, следовательно, изменяется характер акватории. Низкая концентрация кислорода и высокая концентрация органического вещества создают

неблагоприятные условия для жизни рыб, которые либо гибнут, либо уходят из загрязненного района.

К сбрасываемым в водные объекты и на поверхность сточным водам предъявляются очень жесткие требования.

Оценка загрязнения водной среды. Нормирование качества воды состоит в установлении совокупности допустимых значений показателей ее состава и свойств, в пределах которых надежно обеспечивается здоровье населения, благоприятные условия водопользования и экологическое благополучие водного объекта.

Таблица 2.1

ПДК вредных веществ для поверхностных вод по санитарно-гигиеническим требованиям

Вещество	Лимитирующие показатели вредности	ПДК _{р.х} , мг/л	Класс опасности	ПДК _{сан} , мг/л
Диэтиленгликоль	Токсикологический	0,05	–	1,0
Этиленгликоль	Санитарно-токсикологический	0,25	4	1,0
Метанол	Санитарно-токсикологический	0,1	4	–
Моноэтаноламин	Санитарно-токсикологический	0,01	4	0,5
Нефтепродукты и нефть	Рыбное хозяйство	0,05	3	0,3
Zn	Токсикологический	0,01	3	1,0
<i>ПДК нефтепродуктов в природных водах, мг/л</i>				
Загрязняющие вещества	Лимитирующие показатели вредности	ПДК для хозяйственно-питьевых водоемов		
Нефть и нефтепродукты	Органолептический	0,3		
Нефть высокосернистая	Органолептический	0,1		

К основным критериям оценки относятся:

- критерии, отражающие воздействие отдельных веществ или факторов;
- критерии, отражающие комплексное воздействие всех факторов, так называемые *экологические критерии*;
- критерии, отражающие воздействие отдельных факторов.

Для сточных вод, сбрасываемых в водные объекты хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования, выделены следующие лимитирующие показатели вредности (ЛПВ):

- санитарно-токсикологический;
- общесанитарный;
- органолептический (вкусовой).

При попадании в водные объекты нескольких веществ с одинаковым лимитирующим показателем вредности сумма отношений концентраций каждого вещества в водном объекте к ПДК не должна превышать 1:

$$\frac{C_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{C_2}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{C_n}{\text{ПДК}_n} \leq 1.$$

Если фактические концентрации не удовлетворяют этому условию, то их уменьшение осуществляется с помощью метода очистки.

Для воды, применяемой для охлаждения различных агрегатов, нормируются:

концентрация, мг/л

H₂S 0,3–0,5

сульфатов 1000–2000

железа 0,1–5,

для газокompрессорных станций и УПН (открытая система оборотного водоснабжения):

масло до 3

нефти до 3

O₂ до 3

Следует отметить, что в настоящее время установлено приблизительно 1000 ПДК вредных веществ для объектов водопользования, тогда как число загрязняющих веществ антропогенного происхождения в водоемах превысило миллион наименований. Такое несоответствие объясняется тем, что не более 10 % от общего числа веществ обеспечены методами анализа.

Экологические интегральные критерии оценки качества вод.

Основное отличие методических подходов к *экологическому нормированию* от *гигиенических* подходов в ограничении вредного воздействия химических веществ состоит в том, что медицинские подходы в качестве основных критериев выбирают здоровье населения, а с экологических позиций – это сохранение генофонда биоты в целом, в том числе и гидробиоты.

В настоящее время еще невозможно говорить о реализации экологического нормирования как системы. Например, потому, что не обобщен накопленный опыт, не систематизированы данные по значениям пороговых параметров воздействия.

Однако наиболее информативные, надежные *критерии экологической диагностики* водной среды имеют неоспоримую перспективу и для оперативной оценки качества водной среды, и для его прогнозирования и управления.

Критерием устойчивости (сохранения биотических сообществ) водных экосистем к антропогенным нагрузкам является их самоочищающая способность.

Самоочищающая способность может быть выражена разными способами, исходя из конкретных условий. Например, через коэффициент

$$K = \frac{\text{суточное потребление кислорода биопланктоном поверхностных вод}}{\text{БПК}}$$

Коэффициент отражает скорость разложения загрязняющих органических веществ в условиях водоема, то есть его самоочищающую способность. Максимальные значения коэффициента соответствуют малому БПК, а с увеличением содержания органического вещества в воде скорость его деструкции уменьшается.

Токсичность вод по биотестам – это определение степени воздействия исследуемой воды на биологический объект. Регистрируется при этом изменение какого-либо биологического показателя биообъекта по сравнению с контрольным.

Таким биологическим показателем может быть выживаемость тест-объектов (например, дафний, водорослей и рыб).

Замена определения большого числа гидрохимических показателей несколькими биотестами удешевит контроль водной среды.

Сточная вода на сбросе не должна оказывать острого токсического действия.

Классность вод. Истинную оценку воздействия на водную среду невозможно дать по изолированному действию отдельных веществ. Не дают адекватной оценки состояния водных экосистем и методы биотестирования, например, только что рассмотренный показатель токсичности воды, так как возможность экстраполяции (перенесение) результатов биотестирования *in situ* на естественные водоемы ограничена. По методикам биотестирования невозможно учесть все существующие особенности жизнедеятельности организмов.

Поэтому разработан *критерий уровня загрязнения вод* по методу прямой оценки качества воды биоиндикаторным методом. Этот метод применяется в мировой практике, а в России широко используется при оценке качества воды малых рек. Метод учитывает наличие, количество и значимость индикаторных таксонов в водоемах, а разнообразие микроорганизмов дает оценку классности вод. Градация качества осуществляется по 6 классам: от 1 – которому соответствует очень чистая вода, до 6 – которому соответствует очень грязная вода, исключающая возможность обитания микроорганизмов.

Идентификация присутствующих в воде биотаксонов осуществляется с помощью Атласа, в котором приведены изображения микроорганизмов.

Метод биоиндикации был применен для оценки качества вод вблизи объектов хранения газа (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Результаты	Качество воды
Болото вблизи автострады	4–5-й класс (8 типов)
Территория предприятия (промысла)	5-й класс (3 типа)
Зона на 150–200 м ниже территории	4–5-й класс (8 типов)

Таким образом, метод биоиндикации позволяет установить границы техногенного воздействия на водный объект и наметить меры по восстановлению качества вод.

Порядок выполнения работы

Расчет предельно допустимого сброса (ПДС) сточных вод. Расчет ПДС производится в случае сброса сточных вод в природные водные объекты. При отводе загрязненных вод в канализацию ПДС не рассчитываются. Но условия сброса в канализационный коллектор согласовываются с местным управлением коммунального хозяйства.

Расчет ПДС осуществляется в соответствии с требованиями к составу и свойствам воды водных объектов, в которые сбрасываются сточные воды (с учетом категорий водопользования).

$$\text{ПДС} = q_{\text{ст}} C_{\text{ПДС}}, \text{ г/ч}, \quad (2.3)$$

где $q_{\text{ст}}$ – максимальный расход сточных вод, м³/ч; $C_{\text{ПДС}}$ – допустимая концентрация загрязняющего вещества, г/м³.

Расчетная формула:

$$C_{\text{ПДС}} = n(C_{\text{ПДК}} - C_{\text{Ф}}) + C_{\text{Ф}}, \quad (2.4)$$

где $C_{\text{Ф}}$ – фоновая концентрация загрязненного вещества в водотоке выше выпуска сточных вод; n – кратность разбавления в водотоке.

Данные о фоновых значениях могут быть получены в местных органах гидромета, если ведутся наблюдения на водных объектах.

Перед расчетом ПДС устанавливается, к какой группе по ЛПВ относятся вредные вещества, содержащиеся в сточных водах. Если вещества относятся к нескольким группам ЛПВ, расчеты ПДС выполняются независимо для каждой группы и выбирается результат, дающий наиболее жесткие условия сброса.

Для расчета использовать данные, содержащиеся:

- в проектной схеме монтажа оборудования (принятая система очистки);
- геолого-техническом наряде;
- регламенте на буровые растворы.

Практическое занятие № 3

СПОСОБЫ БОРЬБЫ С НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЕМ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ

В настоящее время применяют следующие методы ликвидации нефтяных загрязнений водных объектов:

- механические;
- физико-химические;
- химические;
- биологические.

Механические методы удаления нефти. К ним относятся различные методы сбора нефти с водной поверхности, начиная от ручного вычерпывания нефти до машинных комплексов нефтемусоросборщиков.

Первоначально должно быть осуществлено концентрирование и ограждение находящейся на водной поверхности нефти при помощи плавающих бонов.

Конструкция бонового ограждения состоит из плавучей, экранной и балластной частей.

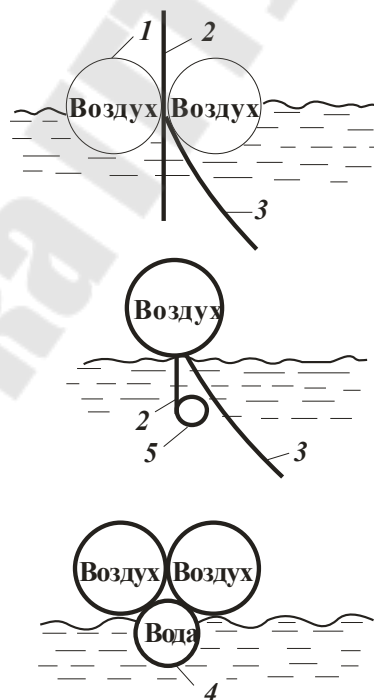


Рис. 3.1. Конструкции бонового ограждения

Плавучая часть может быть выделена в виде отдельных поплавков 1 прямоугольного или круглого сечения.

Экранирующая часть представляет собой гибкую или жесткую пластину 2, присоединенную к плавучей части бона и нагруженную для придания устойчивости балластной цепью 5, трубой 4 или растяжками 3.

Предлагается устраивать ограждение подводного типа в виде *пневматического* барьера, принцип работы которого заключается в создании препятствий на поверхности воды при непрерывной подаче воздуха через перфорированную трубу, уложенную на дно водоема под определенным углом к направлению течения.

В Канаде общество по борьбе с пролитой нефтью и служба охраны окружающей среды предложила испытать дивертор воздушных пузырьков, когда насосы и скорость течения делают невозможным испытание плавучих бонов. Дивертор представляет собой стальную оцинкованную трубу диаметром 6 см, перфорированную, состоящую из звеньев. Собирается на берегу и укладывается с помощью лебедки на дно реки под углом 15–30° к течению. Через перфорацию компрессором подается сжатый воздух. За счет расположения дивертора под углом нефть клином направляется к берегу, где она может быть собрана ковшом.

Максимальная длина 134 м, якорь не требуется.

Во ВНИИСПТнефти (ИПТЭР) разработан и испытан образец устройства для сбора нефти с поверхности воды при аварийных разливах на подводных переходах магистральных нефтепроводов через судоходные реки. Принцип работы – эффект вихревой воронки. Испытания на р. Белой показали, что производительность нефтесборщика по нефти зависит от толщины пленки плавающей нефти и при толщине 3,5 мм составляет 30 м³/ч. Чем больше толщина пленки, тем больше производительность.

Один из запатентованных методов США предлагает использовать транспортер, установленный на плавучей платформе, нижняя часть движущейся ленты которого погружена в воду. При движении ленты через поверхность раздела вода–воздух нефть прилипает к ней и переносится вверх, где снимается с ленты специальным очистителем и переносится в накопитель. Для увеличения захвата нефти лента покрыта специальным волокнистым материалом.

В бывшем СССР предложено устройство следующей конструкции: в конце длинной фермы с емкостями на концах для плавучести установлен сепаратор. С помощью направляющих экранов нефть подается к сепаратору, откуда загрязненная вода и нефть поступают в специальные емкости.

Большое число методов и устройств предлагается для удаления нефти с больших акваторий (реки, моря). Зарубежные специалисты, например, французские, запатентовали устройство для обработки верхнего слоя жидкости, представляющей собой плоскодонное судно длиной 70 м, шириной 20 м, высотой 6 м и осадка – 4 м. В носовой части корпуса (на высоте воды) расположены отверстия для забора загрязненной нефтью воды, которая поступает в центральный отсек (внутри судна), где разделяется на нефть и воду.

Производительность такого типа устройств высокая: 150 т/ч, существует и более высокая производительность – до 6000 м³/ч.

Физико-химические методы удаления нефти. К ним следует отнести, в первую очередь, применение адсорбирующих материалов: пенополиуретан, угольная пыль, резиновая крошка, древесные опилки, пемза, торф, торфяной мох и т. д.

Губчатый материал из полиуретановой пены хорошо впитывает нефть и продолжает плавать после адсорбции. По расчетным данным 1 м³ полиуретанового пенопласта может адсорбировать с поверхности воды приблизительно 700 кг нефти.

Адсорбенты органического и неорганического происхождения перед применением могут гранулироваться (порошкообразные) и пропитываться гидрофобизаторами.

Технология применения заключается в распылении их на нефтяную пленку.

Перспективно применение гранулированных адсорбентов и жидкостей, обладающих магнитными свойствами, которые после адсорбции нефти легко удаляются магнитом.

Американская фирма разработала технологию применения для сбора нефти магнитной жидкостью, придающей нефти магнитные свойства и позволяющая убирать ее даже в виде тонких пленок. Но есть проблемы, так как подобные реагенты в основном токсичны. Кроме того, возникают трудности с равномерным рассеиванием гранул на загрязненной водной поверхности, особенно в ветреную погоду.

Для удаления нефти возможно применение минерального сырья – в частности перлитового. При термообработке при 600–1000 °С перлитовое сырье вспучивается. Для гидрофобизации на нем создается тонкая пленка парафинполимерной смеси. Нефтепоглощение: у необработанного перлита 0,52; после обработки – 0,64–0,7 г/г перлита. Попадая на поверхность воды, материал адсорбирует нефть и образует густую плотную массу, удобную для сбора обычными средствами (в том числе частыми траловыми сетями).

Патент Канады предусматривает сбор разлитой по поверхности воды нефти с помощью диатомовой земли при соотношении объемов земли и нефти от 3 : 1 до 1 : 1. Образующийся глинообразный материал опускается на дно водоема. Смесь диатомной земли с сеном, соломой, торфом в сочетании с адсорбированной нефтью плавает на поверхности не меньше недели.

Химические методы удаления разливов нефти. Удаление нефти с помощью химических соединений – детергентов – нашло применение при разливах нефти на море.

К детергентам относятся растворители и ПАВ, способствующие образованию эмульсий. Наибольшее число этих соединений относится к алкилбензолсульфонатам Na, которые отличаются по длине углеводородной цепи, связанной с бензольным кольцом. Следует отметить, что токсичность детергентов для морских организмов часто выше, чем самой нефти и поражающее действие нефтяного загрязнения на гидробионты может быть только усилено.

Эстонские авторы предлагают испытать модифицированный термообработкой торф. Им наполняют пористые капроновые бонны, что значительно упрощает технологию сбора и удаления нефтепродукта с поверхности воды.

Немцы (ФРГ) для связывания нефти в нефтевоздушные суспензии предлагают испытать высокодисперсную аморфную гидрофобную кремнекислоту – силикагель – сорбент для нефти.

Микробиологическое разложение нефти. Это перспективное направление предотвращения загрязнения водоемов нефтепродуктами. Для некоторых бактерий нефть является питательной средой. Микробиологическая активность в большей степени зависит от температуры: скорость микробиологических процессов удваивается при увеличении температуры на 10 °С. На развитие микроорганизмов большое влияние оказывает содержание высоколетучих алифатических компонентов нефти. Введение в воду незначительных количеств нитратов и фосфатов увеличивает степень разрушения нефти на 70 %.

Число органических соединений, используемых микроорганизмами в качестве источников углерода, очень велико. Можно считать, что для каждого углеводородного соединения существуют микроорганизмы, способные его разложить.

Оценка степени загрязненности почв и методы их очистки разработаны гораздо слабее, чем для воды.

Механическая очистка почв и вод считается трудоемкой, связана со значительными экономическими затратами. По имеющимся, хотя и немногочисленным данным, перспективными могут оказаться микробиологические методы.

Испытания по биологической очистке старых нефтяных амбаров в округе Санта-Барбара (США): объем амбара 1110 м³. В течение 6 месяцев бактерии переработали 525 м³ нефти, а вся – оказалась разрушенной. На переработку 1 м³ материала в амбаре израсходовано 1,25 долл.

Кавказским отделом гидрогеологии и водных ресурсов предложено создавать биологические пруды, обладающие повышенной самоочищающей способностью по отношению к нефтепродукту. Биопруд состоит из двух каскадов плотин, построенных в местах сточных вод. Верхний каскад пруда задерживает механические примеси и крупные частицы, а в нижнем каскаде происходит очистка от нефти и солей. Уровень воды в пруду на втором каскаде поддерживается на заданном уровне. Вода задерживается на десятки часов для микробиологического очищения. Иловые отложения (микроорганизмы) и мелководье создают благоприятные условия для роста камыша, осоки, т. е. тех растений, которые потребляют неорганические ионы и способствуют развитию нефтеокисляющих бактерий.

Таким образом, существуют много методов и средств для ликвидации нефтезагрязнения объектов природной среды. Но их выбор в каждом конкретном случае индивидуален в зависимости от природных и климатических условий.

Остановимся на вопросе сбора плавающей нефти с поверхности шламового амбара и нейтрализации ее вредного воздействия на компоненты природной среды.

Согласно выборочным обследованиям – количество плавающей нефти составляет от 50–60 кг до 10–12 т.

Нефть поступает в шламовые амбары: 1) с буровыми растворами, в которые специально вводится как противоприхватная добавка; 2) с буровыми сточными водами – от обмыва штоков буровых насосов, мытья полов в дизельном блоке и т. д.

В ряде случаев такая нефть содержит преимущественно легкие фракции углеводородов (Западная Сибирь), а в некоторых местах (Узбекнефть, Белоруснефть, Краснодарнефтегаз) она может быть представлена тяжелыми смолистыми фракциями. В Западной Сибири, Татарии, Башкирии и др. практикуют откачку такой плавающей нефти

в действующий нефтепромысловый коллектор. Однако откачка нефти с высоким содержанием смолистых и гудроновых фракций не эффективна и большая часть ее остается в амбарах.

Рассмотренные методы удаления нефти с водных поверхностей показали, что наиболее эффективными средствами являются *физико-химическая сорбция* и *микробиологическое разложение*. Эти методы наиболее перспективны для борьбы с нефтяными загрязнениями окружающей среды при строительстве скважин.

Перспективным является совмещение в одном материале способности физико-химической сорбции нефти и ее биодеструкции под действием микробиологического фактора компонентов природной среды.

Наиболее доступным и практичным целесообразно считать такой способ удаления нефтезагрязнения, при котором обеспечивается сбор плавающей нефти с помощью нефтесорбента и последующее захоронение такой массы непосредственно в шламовом амбаре или на специальных земельных участках с последующим ее биоразложением почвенными микроорганизмами. Для этого следует создать условия, которые обеспечат активизацию в почвенной среде природных нефтеокисляющих микроорганизмов. В первую очередь это (активизация) достигается путем создания в почве оптимального содержания биогенных элементов: N и P. Этим и обусловлен поиск биостимуляторов, входящих в состав нефтесорбентов.

Главным требованием к материалам, сорбирующим углеводороды нефти, является наличие высокоразвитой пористой структуры с гидрофобной поверхностью. Таким требованиям в полной мере отвечают новые нефтесорбенты, полученные на основе продуктов пиролиза отходов древесины, в частности технической щепы, шпона, опилок мягких пород древесины.

При пиролизе отходов такой древесины образуется порошок с размерами частиц 0,3–0,7 мм. Называется сорбент «Илокор». Сорбционная емкость 8–8,8 г/г сорбента. Удельная поверхность 2840–3660 м²/г. Плотность 0,82–0,87 г/см³. Материал экологически чистый, не оказывает отрицательного влияния на биологические объекты.

Вторая модификация – «Эколан».

Технология сбора плавающей нефти с водных поверхностей.
Необходимые технические средства:

- для ограждения загрязненных участков акваторий и локализации разливов нефти;
- для сбора плавающей на поверхности воды нефти;

– для удаления, утилизации или уничтожения собранных загрязненных веществ.

Технология применения нефтесорбента ЭКОЛАН для ликвидации нефтяного загрязнения водных поверхностей амбаров.

Сущность: нефтесорбент наносится на слой плавающей нефти.

Технические средства нанесения: могут быть использованы вентиляционные установки.

Сорбент обладает высокой плавучестью, не тонет и при адсорбции нефти, не смачивается водой. Нефть с нефтесорбентом может легко удаляться с водной поверхности механическим путем (может быть черпак или специальный сепаратор).

Недостатки:

– при распылении сорбента в неблагоприятных условиях часть его выносится за пределы зоны очистки;

– сорбент из-за низкой плотности плохо проникает в толщу нефтезагрязнения и при большой толщине нефтяного слоя коэффициент использования сорбента резко снижается.

Указанные недостатки можно преодолеть путем подачи сорбента в зону очистки из-под воды, а распыление сорбента можно осуществить напорным водным потоком.

Порядок выполнения работы

Студент получает от преподавателя карточки с названиями различных предполагаемых аварийных ситуаций на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Используя данные из лекционного материала («Технологии очистки сточных вод») и из теоретической части данной работы, необходимо дать детальное описание способов устранения аварии и предполагаемых последствий.

Работа выполняется по группам из 4–5 человек.

Литература

1. Булатов, А. И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, В. Ю. Шеметов. – М. : Недра, 1997. – 483 с.
2. ОСТ 39-225–88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. – М. : Мингазпром СССР, 1988. – 7 с.
3. ОСТ 51-01-03–84. Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтегазодобычи. Основные требования к качеству очистки. – М. : Мингазпром СССР, 1988. – 14 с.
4. РД 39-022–90. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. – М. : Мингазпром, 1990. – 56 с.
5. ГОСТ 17.1.3.12–86. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше. – М. : М-во нефтяной пром-ти, 1986. – 56 с.
6. СТП 09100.17015.078–2006. Технологические мероприятия по обработке отходов бурения с целью снижения загрязнения окружающей среды при строительстве скважин на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». – Гомель, 2006. – 90 с.
7. Охрана окружающей среды в нефтяной промышленности / П. Д. Алексеев [и др.]. – М. : РГУ нефти и газа им. И. Губкина, 1994. – 474 с.
8. Кесельман, Г. С. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа / Г. С. Кесельман, Э. А. Махмудбеков. – М. : Недра, 1981. – 256 с.
9. Тетельмин, В. В. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе : учеб. пособие / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Долгопрудный : Интеллект, 2009. – 352 с.
10. Шишмина, Л. В. Экология нефтедобывающего комплекса : курс лекций / Л. В. Шишмина. – Томск, 2000. – 112 с.

Содержание

Введение.....	3
<i>Практическое занятие № 1. Определение объемов отработанных буровых растворов и бурового шлама.....</i>	<i>5</i>
<i>Практическое занятие № 2. Оценка загрязнения водной среды. Водопользование и водоотведение на объектах нефтегазового комплекса</i>	<i>24</i>
<i>Практическое занятие № 3. Способы борьбы с нефтезагрязнением водных объектов</i>	<i>31</i>
Литература	38

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Терлецкая Наталья Сергеевна

ОТРАСЛЕВАЯ ЭКОЛОГИЯ

Практикум

**по одноименной дисциплине для студентов
специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Редактор

Н. В. Гладкова

Компьютерная верстка

Н. Б. Козловская

Подписано в печать 02.04.18.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,4.

Изд. № 11.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение

Гомельский государственный

технический университет имени П. О. Сухого.

Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя

печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.

пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель