

УТИЛИЗАЦИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ОПАСНЫХ БУРОВЫХ ОТХОДОВ

Ягафарова Г.Г., Барахнина В.Б.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Процесс сооружения скважин сопровождается применением материалов и химических реагентов различной степени экологической опасности [1, 2, 5, 15]. Основными объектами загрязнения при бурении скважин являются геологическая среда (подземные воды), гидро- и литосфера (открытые водоемы, дно акваторий, почвенно-растительный покров).

Источники загрязнения при бурении скважин условно можно разделить на постоянные и временные [3]. К первым относятся фильтрация и утечки жидких отходов бурения из шламовых амбаров. Ко второй группе принадлежат 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 (рисунок 1).

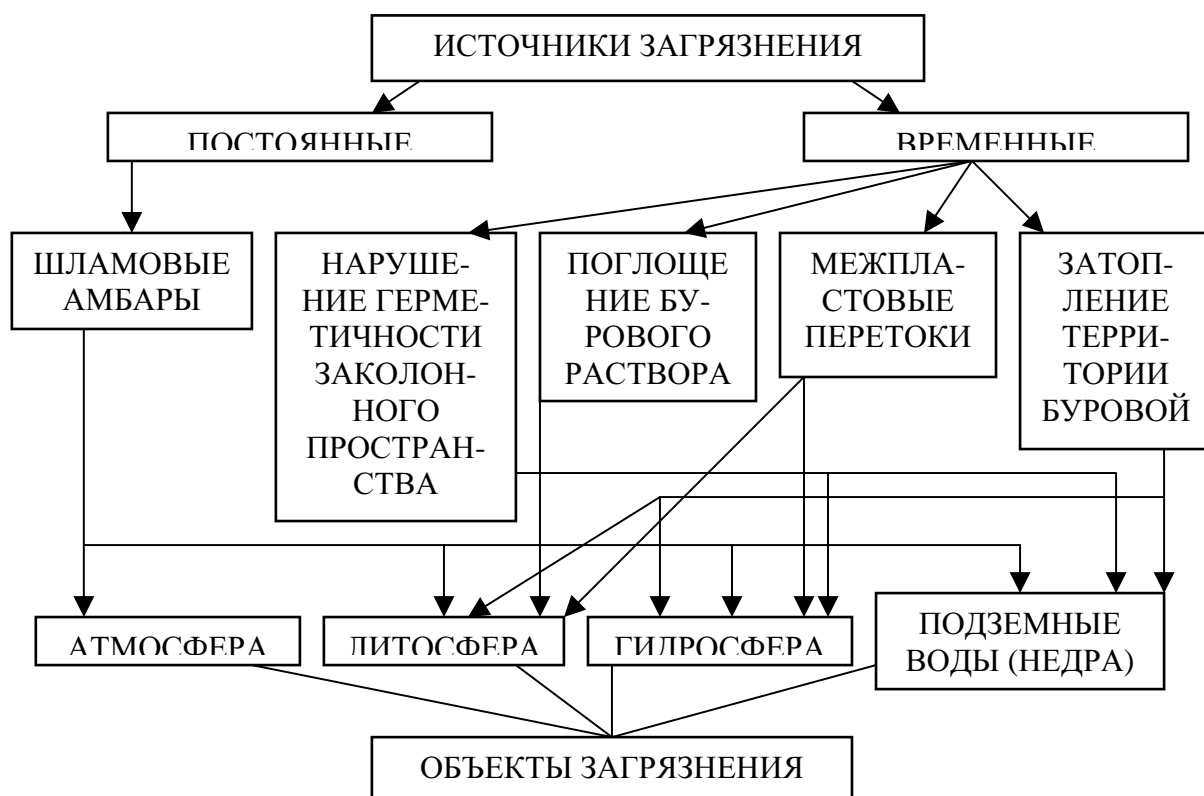


Рисунок 1 - Систематизация источников загрязнения при бурении скважин |

Наибольшую опасность для объектов природной среды представляют производственно-технологические отходы бурения, которые накапливаются и хранятся непосредственно на территории буровой. В своем составе они содержат широкий спектр загрязнителей минеральной и органической природы, представленных ма-

териалами и химреагентами, используемыми для приготовления и обработки буровых растворов (например: полиакриламидом (ПАА), конденсированной сульфитспиртовой бардой (КССБ), карбоксиметилцеллюлозой (КМЦ), СЖК, ВЖС, dk-drill, DKS-extender, суран, Т-80) [12]. На 1 м³ отходов приходится до 68 кг загрязняющей органики, не считая нефти и нефтепродуктов и загрязнителей минеральной природы.

Известно, что при бурении на шельфе Сахалина компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» предполагается сброс 60 000 м³ бурового раствора и 15 000 м³ шлама с одной платформы в год и приблизительно 640 м³ пластовой воды в сутки (с учетом полного срока освоения каждого месторождения). На отдельных платформах объём сбрасываемой пластовой воды может достигать 20 000 м³ в сутки (Заключение ГЭЭ по проекту Сахалин-1, 1994). На Пилтун-Астохском месторождении за двухлетний период первого этапа эксплуатационного бурения в море уже сброшено 70 000 м³ буровых отходов [14]. Такие объемы отходов обуславливают мощное техногенное воздействие на природную среду.

По данным ОАО "Когалымнефтегаз" при бурении скважины глубиной 2600 м в амбаре содержится около 65% воды, 30% шлама (выбуренной породы), 5,5% нефти, 0,5% бентонита и 0,5% различных присадок, обеспечивающих оптимальную работу буровой установки (таблица 1) [10].

Таблица 1
Состав отходов нефтедобычи ОАО "Когалымнефтегаз"

Компоненты отходов	Состав при бурении первой скважины (2600 м), т	Состав при бурении последующих скважин, т
1. Вода	314,0	314,0
2. Шлам	150,0	150,0
3. Нефть	29,64	26,64
4. Бентонит	2,8	1,4
5. ПАВ-неонол	0,073	0,073
6. КМЦ	0,364	0,182
7. ТПФН	0,052	0,052
8. ГКЖ	0,080	0,080
9. Сода кальцинированная	0,042	0,042
10. Сода каустическая	0,150	0,150
11. КССБ	0,161	0,161
12. Графит	0,150	0,150
13. Барит	0,096	0,096
14. Цемент	0,722	0,722
15. Гипан	0,172	0,086
16. НТФ	0,045	0,045
17. «Нитрон»- отходы	0,170	0,170
18. Смазочная добавка ИКБ-4ТМ	0,520	0,520

По данным химического анализа амбарных шламов ОАО "Когалымнефтегаз", содержание нефтепродуктов в шламе колеблется в пределах от 2000 до 13870 мг/кг. Нефтяная часть шлама представлена в основном парафино-нафтеновыми углеводородами - 41,8%, из них 20% - твердые парафины. Асфальтены составляют 5,6%, смолы - 19,2%, полициклические ароматические углеводороды - 20,1%. В образцах асфальто-смолистых парафиновых отложений, отобранных из амбаров нефтепромыслов Западной Сибири, содержание парафино-церезиновых компонентов с температурами плавления 66-84 °С достигает 40-70%, содержание органической части - 72-90%. Нефтяная часть отходов распределяется в шламовом амбаре следующим образом: 7-10% нефтеуглеводородов сорбируется на шламе, 5-10% находится в эмульгированном и растворенном состоянии, остальные углеводороды находятся на поверхности амбара в виде пленки. Неорганическую часть составляют в основном окислы кремния и железа (песок, продукты коррозии), небольшие количества (менее 1%) соединений алюминия, натрия, цинка и других металлов [10].

Общеизвестен процесс самоочищения природных экосистем, однако их способность перерабатывать такие объемы загрязнения не безгранична. Вода рек и озер Крайнего Севера, по сравнению с водой умеренных и южных широт, слабо насыщена кислородом, органическая жизнь не столь многообразна и обильна. Поэтому, если в районах средней полосы вода рек может самоочищаться на участках в 200-300 км, то для самоочищения воды в северных условиях часто оказывается недостаточной протяженность реки в 1500-2000 км. Такая низкая эффективность процесса самоочищения рек и озер в условиях Крайнего Севера ограничивает сброс в водоемы буровых отходов. Особенно велико вредное влияние на почву нефтепродуктов. В почве, загрязненной ими, резко меняется соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений. При углеводородных загрязнениях почв из них вытесняется кислород, почва теряет продуктивность и плодородный слой долго не восстанавливается. Самоочищение почв происходит очень медленно. Строительство на буровой амбаров-накопителей практически заключается в выемке определенного объема грунта и обваловании полученного котлована. Гидроизоляция дна и стенок амбара не производится. При такой конструкции избежать фильтрации жидкой фазы и попадания ее на окружающий ландшафт практически невозможно [6, 8, 9]. Свойства образующегося бурового шлама обусловлены минералогическим составом выбуренной породы, пластовых флюидов и остатками бурового раствора. За счет адсорбции на поверхности частиц шлама химических реагентов, используемых для обработки буровых растворов, он проявляет ярко выраженные загрязняющие свойства. Воздействие отходов бурения на природные объекты не обязательно может проявляться в токсическом эффекте на биосферу, а способно выражаться в нарушении экологического равновесия биотопов различных трофических уровней при их взаимодействии с абиотической средой, носящей механизм функциональных повреждений экосистемы [4]. При бурении скважин задача очистки шламов от экологически опасных буровых отходов является наиболее актуальной.

Принципиальная схема переработки буровых отходов представлена на рисунке 2. Процесс ликвидации амбара с последующей утилизацией бурового шлама можно условно разделить на следующие технологические стадии:

- сбор нефтяной пленки с поверхности амбара;

- очистка жидкой фазы от эмульгированной нефти;
- доочистка жидкой фазы (степень очистки зависит от дальнейшего использования очищенной воды);
- обезвоживание и обезвреживание бурового шлама;
- утилизация бурового шлама;
- очистка нефтезагрязненного грунта.

Таким образом, весь технологический процесс ликвидации шламowego амбара проводится в два этапа:

- 1) очистка и обезвреживание содержимого амбара;
- 2) собственно утилизация бурового шлама.

Первый этап должен проводиться с учетом особенностей состава отходов, находящихся в шламовой амбаре.

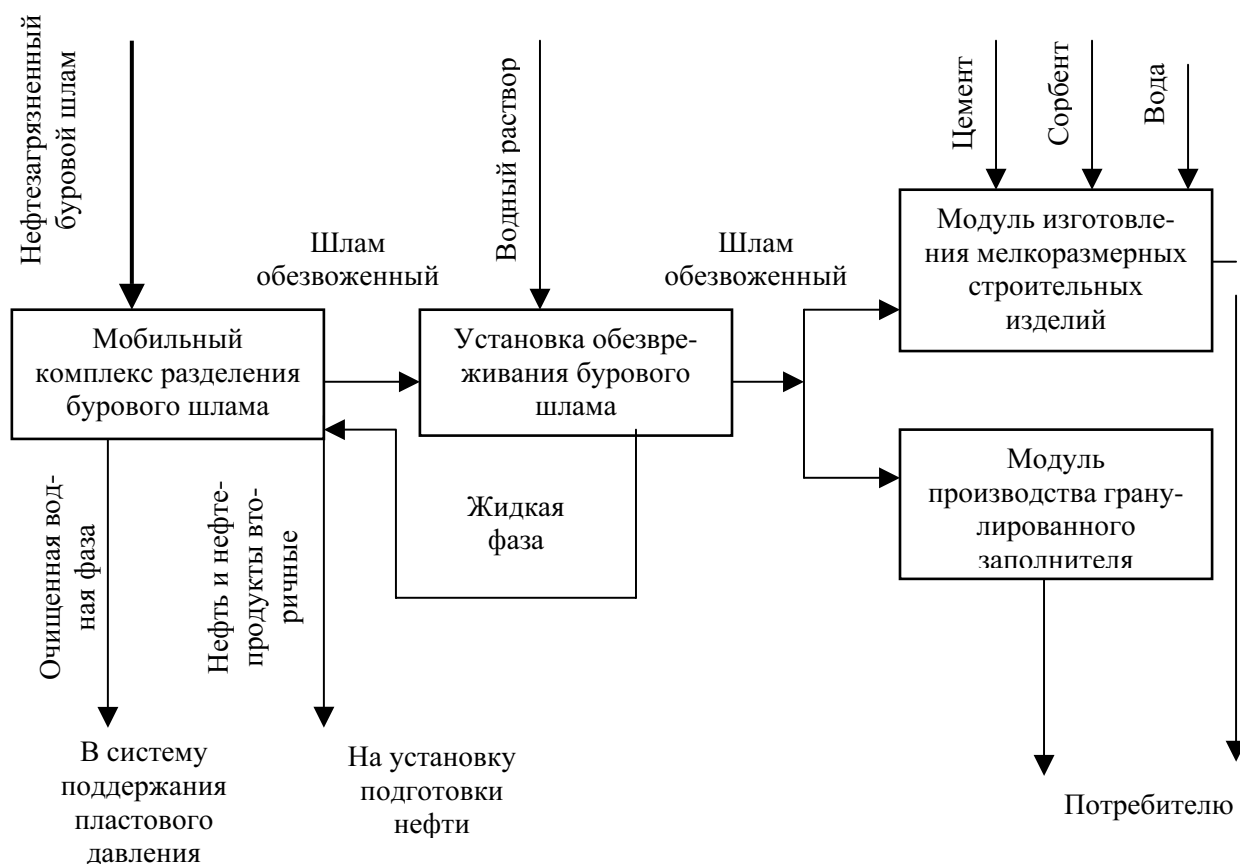


Рисунок 2 - Принципиальная схема переработки отходов бурения

Один из способов утилизации буровых отходов включает рытье котлована в минеральном грунте. Извлеченный грунт используется для обвалования котлована и гидроизоляции полости котлована слоем глины. Затем котлован заполняется отходами бурения, проходит процесс расслоения отходов бурения на загущенную и жидкую фазы. Амбары освобождают от жидкой фазы, которую направляют в систему сбора и подготовки нефти с последующим использованием ее в системе поддержания пластового давления. Вода из жидкой фазы может удаляться путем испарения. Затем загущенные отходы бурения засыпают минеральным грунтом.

Другой способ ликвидации буровых отходов предусматривает сооружение котлованов в минеральном грунте с гидроизоляцией металлическими листами, или синтетической пленкой, или железобетонными плитами, или деревянными щитами с битумным покрытием, или композициями на основе глины, извести, цемента. После отвода осветленной воды и заполнения котлована-отстойника загущенным отстоявшимся осадком его периодически чистят или навсегда выключают из работы. Такая система широко используется в бурении, однако удовлетворительной ее назвать нельзя, во-первых, потому, что она не решает проблемы обезвоживания осадка в целом и, во-вторых, потому, что методически непрерывно загрязняет прилегающие к котлованам окрестности и гидросети [7, 14].

На рисунке 3 показано устройство для регенерации бурового раствора [11], которое работает следующим образом. Выходящая из скважин промывочная жидкость попадает на сито 1, очищается от частиц размером более 0,1-1,5 мм и попадает в гидроциклонный пескоотделитель 2, где из него удаляются частицы размером более 0,04 мм. Очищенная жидкость дозировочным насосом 3 через трубопровод высокого давления 4 подается на форсунку 5 и распыляется внутри сушилки 6 в направлении от конусного днища вверх. При этом твердые частицы совершают путь вверх, не долетая до крышки, падают вниз и выгружаются через отверстие 8 накопительную емкость 16. Газовые горелки 9 или подвод теплоносителя через приспособление 10 обеспечивают процесс сушки, в результате которой происходит парообразование и доведение температуры влажных отходящих газов и твердых остатков до 120°C. Испарению жидкости способствует также разрежение, создаваемое в трубопроводе 11 вентилятором 12. Вентилятор нагнетает влажные отходящие газы в ороситель 13, где при взаимодействии с водой и буровым шламом из них конденсируется влага, участвующая в растворении адсорбированных химических реагентов. Избыток конденсата с растворенными компонентами по трубопроводу 14 самотеком поступает в дозировочный насос. Процесс отмыва продолжается в винтовом транспортере 15 до выгрузки шлама из оросителя в накопительную емкость 16.

В Великобритании предложен метод термического обезвоживания буровых растворов и сточных вод, предусматривающий создание высокопроизводительных бездымных горелок. Фирма Бритиш Петролеум разработала горелки, производительность которых изменяется в широком диапазоне — от 142 до 8500 м³/сут. газа [7].

Аналогичные разработки были предприняты еще в СССР. В Северном филиале ВНИИСТА создана передвижная установка для переработки буровых растворов с использованием метода распылительной сушки. Для получения теплоносителя предполагалось использовать природный или сжиженный газ, мазут, дизельное топливо, нефть [14, 16]. Схема состояла из передвижной сушильной камеры распылительного типа, смонтированной на санях, и оборудования для очистки раствора, котором комплектуется буровая установка. Установка предназначалась для обезвреживания шлама, регенерации избыточных объемов бурового раствора, добавочных жидкостей. Буровой раствор, поступающий из скважины, последовательно очищался на выбросите и батарее гидроциклонных песко- и илоотделителей.

Шлам поступал в ороситель, где отмывается от глины и химреагентов в горячей воде и осаждался под действием гравитационных сил на конусообразное дно, откуда шнеком подавался в бункер для сбора и хранения. Нагрев и поступ-

ление воды в ороситель осуществлялись за счет нагнетания вентилятором отработанного теплоносителя и пара, постоянно удаляемых из распылительной сушильной камеры. В процессе горения топлива образовывались сернистые соединения, загрязняющие атмосферу. Поступая с отработанным теплоносителем в ороситель, они взаимодействовали с подогретой жидкостью и образовывали водные сернистые соединения, что предотвращало загрязнение атмосферы.

Широкие температурные интервалы сушки позволяли получать гранулированные препараты с заданными свойствами. Многолетние исследования на экспериментальной установке показали, что распылительная сушка при температуре 270°C в области газовых горелок (при этом температура среды в верхней части сушильной камеры составляет 250°C, а в области конуса около 80°C) практически не оказывает отрицательного влияния на бентонитовую глину и химреагенты, пригодные к повторному применению для приготовления буровых растворов.

Сушка модельных растворов с добавлением нефти и дизельного топлива в количестве до 15% показала их полную пожаро- и взрывобезопасность. В результате распылительной сушки получали гранулы размером не более 0,5 мм.

В качестве распылительной сушки предлагали использовать при незначительной реконструкции башню из комплекта БПР-1. Техническая характеристика установки приведена ниже:

Высота в рабочем состоянии, м 7,0

Длина, м.....7,0

Ширина, м.....3,2

Масса, т 8,5

Производительность (м³ /ч) по промывочной жидкости при содержании твердой фазы:

10%.....0,914

32%..... 1,06

Следует подчеркнуть, что установка экономически выгодна лишь при утилизации отработанных буровых растворов, а не сточных вод.

Исследования химической коагуляции показали эффективность этого метода и позволили установить активность реагентов коагулянтов в среде буровых сточных вод. Сходные и лучшие результаты показывают серноокислый алюминий и композиция серноокислого алюминия с хлорным железом. Другие реагенты оказались менее активными. Способ реагентной коагуляции нашел большое распространение для очистки буровых сточных вод при морском бурении. Так, институт Гипроморнефтегаз разработал технологию коагуляции буровых сточных вод повышенной минерализации с помощью натриевых и литиевых солей сополимера малеинового ангидрида со стиролом. Аналогичные работы проводились Дальневосточной морской нефтегазозазведочной экспедицией глубокого бурения. Коагулянт в данном случае служил широко распространенный сульфат алюминия 10%-ной концентрации. Полученные результаты характеризуются как довольно эффективные [7, 14].

В ТатНИПИНефти разработана система очистки, предусматривающая шламонакопитель, нефтеловушку и каскад котлованов отстойников. Буровые сточные воды, освободившись от выбуренного шлама и по возможности от нефти, поступают в первый котлован, подвергаются обработке коагулянтами (соли алюминия или железа) в сочетании с флокулянт (полиакриламид). Здесь происходит хлопьеобразование, и осветленная вода перетекает в последующий котлован для

отстоя и дальнейшего использования для технологических нужд: для обмыва площадок, оборудования, охлаждения штоков, приготовления растворов и для борьбы с поглощениями бурового раствора в процессе бурения.

В США буровые сточные воды также нейтрализовали химическими реагентами. В состав очистных сооружений входили емкости объемом 160-320 м³ для смешивания химических реагентов, отстойники и центрифуги. Параметры очищенной жидкости по взвешенным веществам не превышали 50 мг/л, по нефтепродуктам 15 мг/л, по растворенным веществам 3 г/л.

В объединении Укрнефть была разработана и прошла испытания на буровых Борисоглебского УБР в режиме очистки буровых сточных вод методом химической коагуляции и покаскадного отстаивания установка очистки воды типа УОВ.

Установка УОВ имеет следующую техническую характеристику:

Производительность, м ³ /ч	3
Масса, т	8
Потребляемая мощность, кВт	8
Диапазон эксплуатационных температур, °С	0÷40
Расход коагулянта в пересчете на сухое вещество, кг/м ³	1,0
Время непрерывной работы, ч	16,0

В процессе испытания установки выявлены отдельные конструктивные и технологические недоработки. В зимних условиях эксплуатации необходимы термоизоляция трубопроводов и обогрев помещения ангара. Установка недостаточно автономна, что вызывает неудобство при ее монтаже в условиях буровых. Шлам, полученный при очистке буровых сточных вод, не утилизировался, а вывозился для захоронения. Благодаря отсутствию котлованов-отстойников применение данной установки позволяло значительно сократить площадь, занимаемую буровой, и снизить потребность последней в технической воде.

Гипроморнефтегазом проведены исследования по окислению и гидрофобизации шлама [7]. Окислителем служила перекись водорода, оптимальная концентрация которой составила 15... 20%. Время реакции не превышало 2 ч, а окисляемость органики в шламе достигала 65%. Добавка 0,05...0,2% перманганата калия в качестве катализатора процесса повышала эффективность обезвреживания шлама до 95...98%.

Гидрофобизация частиц бурового шлама направлена на уменьшение диффузии органических веществ с поверхности шлама. В качестве гидрофобизирующего вещества была испытана натриевая соль сополимера малеинового ангидрида со стиролом в присутствии электролитов. После обработки шлама диффузия органики с его поверхности не превышает 2...3 мг на 1 л воды, что в 25 раз ниже установленных токсичных доз. Поэтому если для рыбохозяйственных водоемов ПДК необезвреженного бурового шлама равна 0,4 г/л, то после гидрофобизации она достигает 35...40 г/л, т.е. токсичность бурового шлама уменьшается в 80...100 раз.

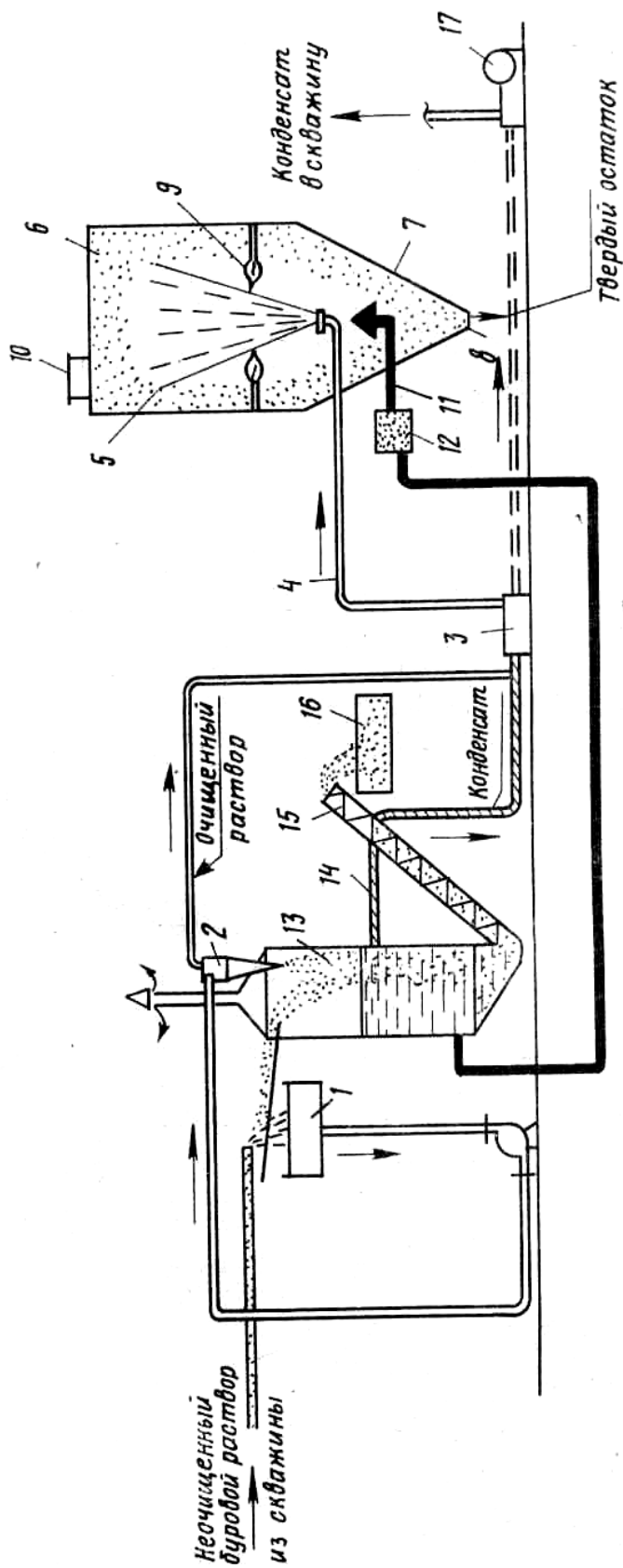


Рисунок 3 – Устройство для регенерации бурового раствора

- 1 – сито с емкостью; 2 – гидроциклонный пескоотделитель; 3 – дозировочный насос; 4 – трубопровод высокого давления; 5 –распылительная форсунка; 6-распылительная сушилка; 7 – коническое днище; 8 – отверстия для выгрузки твердых остатков; 9 – ветроенные газовые горелки; 10 – приспособление для подвода теплоносителя; 11, 14- трубопровод; 12 – вентиллятор; 13 – ороситель; 15 – винтовой транспортер; 16 – накопительная емкость; 17 – буровой насос.

Коми филиалом ВНИИГаза разработана и испытана в промышленных условиях установка УОБС-1М, основанная на принципе электрокоагуляции с использованием эффекта тонкослойного отстаивания. Она предназначена для разделения буровых сточных вод на осветленную воду и загущенный осадок. Система утилизации остатка не предусматривалась. Техническая характеристика установки представлена ниже:

Производительность, м ³ /сут	48÷60
Доза электролитического алюминия, мг/л	4550
Скорость потока, м/с :	
- на входе в электрокоагулятор	1,1
- на выходе из электрокоагулятора	0,07
Время пребывания воды в аппарате, мин.	20÷30

Осветленную воду можно использовать для водоснабжения буровой. Однако установка не лишена некоторых недостатков. В частности, вертикальный габарит не позволяет транспортировать ее без демонтажа; замену отработанного электрода можно производить только при наличии грузоподъемного устройства; не решена проблема пассивации электродов: не обеспечивается сохранение постоянного зазора между ними, что влечет за собой по мере растворения анода перерасход электроэнергии. Установка прошла промышленные испытания. Широкого использования в промышленности не нашла.

Из зарубежных известна технология США, которая предусматривает смешение твердых отходов бурения с нефтью и последующую термическую обработку в специальных испарителях дополнительного удаления влаги [7, 14]. При этом образуется смесь нефти с распределенными в ней обезвоженными частицами твердой фазы. Затем твердую фазу отделяют от нефти путем сепарации. Полученный продукт благодаря термической обработке свободен от патогенных микробов, вирусов и спор. Его используют в качестве топлива, удобрения, строительного грунта. Технология применяется на 70 предприятиях США и в других странах.

В США и Канаде получены обнадеживающие результаты по внесению отработанных буровых растворов в почвы [7, 14]. Способ заключается в равномерном распределении содержимого котлована-отстойника по поверхности земли и механическом перемешивании ее с буровыми отходами. Технология обработки почв применяется недавно, и в США к ней пока относятся сдержанно. Но первоначальные результаты, полученные в Канаде, дают основание считать его перспективным с точки зрения повышения плодородности полей при условии, естественно, абсолютного отсутствия в составе буровых отходов вредных примесей, оказывающих отрицательное влияние на качественный состав земель. Предпочтительнее применять такой способ в равнинной местности, где уровень грунтовых вод находится достаточно низко от поверхности земли.

Аналогичные работы выполнены ВНИИКРНефтью с Кубанским сельхозинститутом [2, 7, 14]. Здесь исследовалась пригодность отработанных буровых растворов, содержащих гуматные реагенты, в качестве ингредиентов или основы химических мелиорантов для облагораживания солонцовых, песчаных и супесчаных почв. Добавка к таким растворам фосфогипса-дегидрата, также отхода химической промышленности, превращает их в эффективный мелиорант, содержащий структурообразующий коллоидный комплекс с рациональным количеством питательных для почв компонентов (гуматов, калия, кальция, разлагающейся органики, носителем которых служит отработанный буровой раствор, а также фосфора и

некоторых микроэлементов, привносимых фосфогипсом-дегидратом). Предпосылкой тому служит механизм процесса мелиорации, заключающийся в связывании глинистым коллоидным комплексом разрозненных частиц указанных типов почв, обедненных глинистым компонентом, в единую морфологически и агрономически ценную структуру.

Вегетативно-полевые испытания такого мелиоранта (8...12 т/га с последующим орошением при поливной норме 300...400 м/га); показали его высокую эффективность. Так, прибавка урожая ячменя на солонцовых почвах составила 75,1%; супесчаных — 58,7; на песчаных - 47,7%.

Другим направлением можно считать применение отработанных буровых растворов как основу для приготовления тампонажных составов, необходимых при креплении скважин и изоляции зон поглощений [1, 2, 7, 14]. В качестве вяжущего используют синтетические основы, цемент, гипс и другие материалы. В частности, тампонажный состав на основе глинистого раствора, разработанный ВНИИКРНефтью, включает фенолформальдегидную сланцевую смолу ТС-10, формалин или уротропин. Начало и конец схватывания смеси при различных температурах регулируется оптимальным соотношением компонентов. В результате поликонденсации водорастворимых сланцевых фенолов, содержащихся в смоле ТС-10, с формалином или уротропином смесь превращается в фенслформальдегидно-глинистую пластмассу. Отвердевшая пластмасса практически нерастворима в пластовых флюидах, непроницаема и коррозионноустойчива в водных растворах солей одновалентных металлов.

Другой широко распространенный метод обезвоживания — фильтрование стоков через слой проницаемых грунтов с последующим подсушиванием осадка до 80%-ной влажности. Однако этот способ отделения твердой фазы буровых отходов также неприемлем.

Интересен опыт обезвоживания твердых отходов сточных вод методом замораживания-оттаивания. Совместно с методом вакуумирования влагосодержание твердого остатка удается снизить до 64%. Однако из-за сложности технологии данный способ практического использования не нашел. Применяются фильтровальные аппараты, действующие под избыточным давлением с предварительной обработкой сточных вод химреагентами (например, известью). При этом получают осадок с водосодержанием до 95 % [7]. Однако в хозяйстве буровой использование такого способа нетехнологично.

Практическое применение получила в последнее время кислотная обработка загущенных влажных отходов. В результате добавления кислоты к влажному гидрокислому осадку образуется реакционная смесь, жидкая фаза которой представляет собой раствор регенерированного коагулянта, а твердая фаза — нерастворимые в кислоте органические и минеральные вещества, а также гипс, образующийся при взаимодействии солей кальция с серной кислотой. После разделения фаз раствор регенерированного коагулянта используется для очистки исходной воды, а вторичный кислый шлам подвергается нейтрализации и обезвоживанию. Объем вторичного шлама обычно составляет 8...20% исходного осадка.

Термический метод нейтрализации бурового шлама считается наиболее эффективным и практически доступным. Исследования, выполненные в Гипроморнефтегазе, показали, что при концентрации обычного необоженного шлама в морской воде выше 0,5 г/л среда обитания для организмов моря становится опасной [9]. При прокаливании же шлама при температуре 300°C токсичность шлама

снижается в 10 раз, а при 500°C шлам обезвреживается полностью. Тестом, проведенным на молоди лосося, весьма чувствительной к токсичным воздействиям, установлена безвредность среды обитания при концентрации обожженного шлама в морской воде до 1000 г/л. При этом выживаемость лосося, интенсивность питания, физиологические и биохимические показатели крови практически не отличались от контрольных. Анализы воды Каспийского моря также указывают на незначительные изменения ее гидрохимического состава под влиянием прокаленного шлама. Термическая обработка шлама осуществлялась в электропечи барабанного типа СБОУ-6 с производительностью 140 кг/ч.

Американской фирмой Hughes Drilling Fluids разработана автономная установка для очистки и переработки шлама в случае применения буровых растворов на нефтяной основе. Установка состоит из вакуумно-дистилляционного блока, предназначенного для переработки шлама, и компьютерного блока управления. Шлам, поступающий в блок переработки, предварительно измельчается в специальной гидроприводной мельнице до получения частиц размером 100...200 мкм. Образующийся порошок затем подвергают прогреву в роторной печи до 350 °С. При этом происходит испарение воды, дизельного топлива и химреагентов. В перегонной секции создается вакуум. Пары конденсируются в теплообменнике и образующаяся жидкая фаза в виде дизтоплива и химреагентов возвращается в циркуляционную систему. Порошкообразный шлам, содержащий 1% загрязняющих компонентов, направляется в выкидную линию для сброса в отходы. Весь процесс переработки и очистки шлама автоматизирован. Рабочий цикл переработки и очистки 2 т шлама длится 30 мин. Общая масса регенерирующей установки составляет 29 т при габаритных размерах блока переработки 5x2,85x3,15 м и компьютерного блока управления 6,6x2,76x3,35 м.

В БашНИПИНефти сконструирована и испытана передвижная установка по термической обработке шлама. Она состоит из циклонной топки, мельницы для измельчения шлама, устройства его подачи в приемную емкость, системы водяного охлаждения, насоса и вентилятора. Размельченный шлам из приемной емкости шестеренчатым насосом подается в циклонную топку. Поддув топки осуществляется с помощью вентилятора. Насос необходим для привода в действие системы водяного охлаждения. Производительность установки 500 кг/ч, теплонапряженность поверхности топки 17,5 x 10 Вт/м², диаметр топки 440 мм. Циклонная топка обеспечивает полное выжигание углеводородов, шлам не содержит органических соединений.

На предприятиях Главтюменнефтегаза по разработанной ВНИИКРНефтью технологии практиковалось подземное захоронение жидких отходов бурения [2, 3, 7]. К последним относят отработанный буровой раствор и буровые сточные воды. Отходы собирают в амбары. Стоки попадают сначала в первую секцию — шламовый амбар, где оседает значительная часть механических примесей, а затем жидкая часть отходов перетекает во вторую секцию - накопительный амбар. В поглощающие пласты закачиваются отходы из накопительного амбара. Оставшиеся в котловане твердые отходы (буровой шлам, выпавшие в осадок взвеси) засыпаются минеральным грунтом при рекультивации площади. Для нагнетания отходов используют поршневой насос с индивидуальным приводом. В поглощающие объекты отходы бурения поступают по насосно-компрессорным трубам. Объекты захоронения отходов бурения вскрывают кумулятивной перфорацией.

Технология реинджекшн - закачивание буровых отходов в затрубное пространство или в специально пробуренную скважину, закачивание в скважину после завершения буровых работ. Основные условия для применения реинджекшн - геологическая возможность для закачивания (наличие принимающего пласта, водоупорных пластов над и под принимающим пластом, чтобы предотвратить загрязнение грунтовых вод). Компания «Сахалин Энерджи» установила оборудование для обратной закачки бурового шлама и раствора в пласты. При бурении верхних интервалов скважин сбрасывался только буровой раствор на водной основе. Такой практике следуют нефтедобывающие компании на Аляске и в Норвегии. Все отходы бурения и нефтедобычи на Кенайском газовом месторождении (Аляска) компания «Маратон» закачивает под землю. Станция была построена в 1995 году и кроме отходов, поступающих с работающих месторождений, на ней закачивались отходы со старых шламонакопителей. В день на станции можно закачать до 3000 м³ жидких отходов. Для пластовой воды бурится специальная скважина, в которую закачивается до 200 м³ в день. Кроме того, пластовая вода закачивается еще и в эксплуатационные скважины для повышения интенсивности газодобычи. Следует отметить, что бурение поглощающих скважин запрещается в зонах санитарной охраны источников хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Перспективным методом ликвидации буровых отходов можно считать их отверждение (солидификацию) с последующим захоронением под слой минерального грунта или использованием в хозяйственной деятельности. Глиноподобная отвердевшая масса служит как строительный материал или, после помола, как удобрение. Для отверждения отходов бурения их обрабатывают активизирующими добавками. Цель считается достигнутой, если прочность отвердевшей смеси через 3 сут. составляет 0,1 МПа (грунт с такой прочностью выдерживает массу автомашины или трактора). В качестве отвердителей применяют любые крепители: полимеры, формальдегидные смолы, гипс, жидкое стекло и др. Наиболее доступен портландцемент, добавка которого должна составлять не менее 10% по объему от отверждаемой массы. Для ускорения сроков схватывания его содержание увеличивают или вводят полиэлектролиты (поваренная соль, хлористый кальций, кальцинированная сода) [13].

Проведен значительный объем исследований по отверждению отходов бурения добавками тампонажного цемента, мочевино-формальдегидных смол и полимерного реагента, представляющего собой раствор полиуретановых предполимеров с концевыми изоциануратными группами. При этом добавки барита и минеральных солей ускоряют отверждение раствора и увеличивают прочность образцов, а полимерные и органические реагенты (КМЦ, УЦР, КССБ) замедляют отверждение и снижают прочность отвержденного материала. Недостаток применения цемента и мочевино-формальдегидных смол - значительный расход вяжущих и длительный срок отверждения. Более предпочтительным является реагент из класса полиуретановых смол. При его взаимодействии с водой образуется резиноподобная пластичная смесь, которая со временем приобретает прочность цементного камня. Скорость схватывания такой смеси зависит от концентрации реагента и температуры среды отверждения. В качестве вяжущего исследовали также карбамидную смолу марки КФЖ (ГОСТ 14231-78) с добавкой двойного суперфосфата (ГОСТ 16306-80) в качестве отвердителя. Наибольшая прочность отвержденного материала отмечена через 21 сут. при содержании карбамидной компо-

зиции (отношение смолы к отвердителю 1:1) в количестве 5...6%. Отвержденная смесь устойчива по отношению к воде [7].

Отверждение отработанных буровых растворов с помощью портландцемента и форполимера (отхода цементной промышленности) проводили во ВНИИКР-Нефти. Отличительной особенностью форполимера является его селективная способность к отверждению в водной среде. При взаимодействии с буровым раствором образуется резиноподобное пластичное тело. Образцы не обладают достаточной устойчивостью по отношению к воздействию пластовых вод. Расход цемента составил не менее 4/5 от массы бурового раствора. Экстрагирование отвержденных образцов показало более чем 100-кратное снижение ХПК экстракционного остатка по сравнению с фильтратом исходного раствора, причем этот показатель снижался в соответствии с возрастом образцов и увеличением в их составе доли портландцемента [14]. К недостаткам способа относят значительный расход минерального вяжущего.

В 70-80-х годах двадцатого столетия, когда появились данные о токсичности буровых шламов и их основных компонентов, углубились знания об основных закономерностях миграции компонентов буровых шламов в окружающей среде, особенно в подземных (грунтовых водах) и почвогрунтах, произошла переоценка применяемых способов (технологий) утилизации. Появились более сложные и совершенные способы и их сочетания. Все известные технологии переработки буровых шламов по методам переработки можно разделить на следующие группы (таблица 2).

Таблица 2

Характеристика основных методов утилизации отходов бурения

Метод	Основной классификационный признак
1. Термический	сжигание в открытых амбарах, печах различных типов, получение битуминозных остатков
2. Физический	захоронение в специальных могильниках, разделение в центробежном поле, вакуумное фильтрование и фильтрование под давлением, замораживание
3. Химический	экстрагирование с помощью растворителей, отверждение с применением неорганических (цемент, жидкое стекло, глина) и органических (эпоксидные и полистирольные смолы, полиуретаны и др.) добавок, применение коагулянтов и флокулянтов
4. Физико-химический	применение специально подобранных реагентов, изменяющих физико-химические свойства, с последующей обработкой на специальном оборудовании
5. Биологический	микробиологическое разложение в почве непосредственно в местах хранения, биотермическое разложение

При очистке амбаров с нефтяной пленкой на поверхности возникает необходимость предварительного сбора пленки с поверхности амбарной жидкости установками типа УСН-2, УСН-300, СМ-5 (таблица 3) и добавления растворов органических флокулянтов ФТ-410, ПТ-506, неорганических флокулирующих сорбентов СФ-А1 с последующим перемешиванием и отстаиванием в течение 1-2 суток.

Таблица 3

Технические характеристики установок для сбора нефтяной пленки

Наименование показателя	УСН-2	УСН-300	СМ-5
Производительность по нефтепродуктам, м ³ /час	0,2	3,0	5,0
Минимальная допустимая толщина слоя нефтепродуктов, мм	0,01	0,1	1,0
Эффективность сбора нефтепродуктов, %	99,5	99,5	90,0
Содержание воды в собранных нефтепродуктах, %	2	5	2–10

В процессе отстаивания происходит разрушение эмульсии, затем производят повторный сбор нефтепродуктов с поверхности амбара. Оставшаяся вода с небольшим содержанием нефтепродуктов прокачивается через установку НЗУ-100 - горизонтальный отстойник для задерживания основной массы нефтепродуктов и взвешенных веществ и камеру из двухступенчатых безнапорных фильтров с загрузкой сорбентом (ГС имеет емкость поглощения 6-8 г нефтепродуктов на 1 г сорбента, степень очистки воды - 95-99%). Перспективно применение ультрадисперсных порошкообразных сорбентов на основе оксидно-гидроксидных фаз алюминия. Адсорбент обеспечивает быструю коагуляцию нефтяной микроэмульсии в достаточно крупные фрагменты. Вода после очистки может быть использована в технических целях либо сбрасываться в водные объекты. После удаления сточных вод шлам готовят для очистки от нефтяных углеводородов.

Очистка амбаров с большим содержанием эмульгированных и отсутствием пленочных нефтеуглеводородов осуществляется следующим образом. Жидкая фаза амбарных отходов с высоким содержанием эмульгированных нефтепродуктов (более 0,5 г/л) пропускается через установку типа УСФ-0,5. Технические характеристики установки:

Производительность, л/час.....	200÷500
Количество нефтепродуктов в исходной эмульсии, г/л.....	1÷20
Количество нефтепродуктов в жидкой фазе после очистки, г/л....	0,002÷0,1
Дозы реагентов, г/л.....	0,2÷1
Степень очистки, %.....	98÷99

Технология основана на использовании процессов седиментации и флотации из водных растворов органических реагентов. В качестве деэмульгатора и флокулянта используются реагенты ПТ-506 и ФСТ-407. При обработке эмульсии не требуется ее подогрев или изменение pH раствора. Установка включает в себя: насос, смеситель, бак - отстойник, флотатор, диспергирующее и дозирующее устройства, емкости для реагентов. Отделенные нефтеуглеводороды собираются в емкость и могут быть использованы в качестве топлива. Водная фаза доочищается в установке типа НЗУ-100 и может использоваться в технических целях, либо сбрасываться в водоем. Оставшийся шлам готовят для очистки от нефтеуглеводородов.

В качестве наиболее прогрессивных можно перечислить некоторые современные технологии ликвидации амбаров-накопителей и утилизации буровых шламов, применяемые в России и за рубежом.

Компанией ACS 530 (США) разработана мобильная система обработки и очистки гряземасло-нефтяных отходов MTU 530. Установка смонтирована на базе

автомобильной платформы, способна разделять нефтешламы на различные фазы - нефть, вода, твердые вещества - за счет центрифугирования нагретого бурового шлама. Вода пригодна для последующей биологической очистки; отделенная нефть может быть использована в технических целях; обезвоженный осадок - для производства строительных материалов. Установка применялась в России для устранения последствий аварии нефтепровода в Республике Коми. Производительность установки - 10 м³/ч по исходному нефтешламу (при концентрации нефти до 65%). Центрифугированием можно достичь эффекта извлечения нефтепродуктов на 85%, механических примесей - на 95%.

Компанией KHD Humboldt Wedag AG (Германия) предложена технология разделения нефтешламов на фазы с последующим сжиганием шлама. Установка снабжена устройством для забора нефтешлама, виброситом для отделения основной массы твердых частиц, трехфазной центрифугой, сепаратором для доочистки фугата с центрифуги, печью. Производительность установки - до 15 м³/ч по исходному нефтешламу.

Для очистки нефтешламов и буровых отходов, содержащих ПАА, КССБ, КМЦ, СЖК, ВЖС, dk-drill, суран на нефтедобывающих предприятиях Башкортостана нашел применение эффективный биопрепарат «Родотрин 2» [12, 17].

Предварительно обезвреженный буровой шлам может использоваться в производстве строительных материалов - кирпича, керамзита, мелкокоразмерных строительных изделий и т.п. (таблица 4).

Таблица 4

Возможная номенклатура продуктов утилизации бурового шлама

Наименование	Использование
1. Шлакоблоки по ГОСТ 6133-84	в малоэтажном строительстве для ограждающих и несущих конструкций, подсобных зданий для устройства сборных покрытий тротуаров
2. Плитка тротуарная по ГОСТ 17608-91	
3. Бордюрный камень по ГОСТ 6665-91	
4. Связующие смеси по ГОСТ 23558-94	для отделения проезжей части улиц от тротуаров, газонов, площадок и т.д.
5. Гранулированный наполнитель	для устройства оснований и дополнительных слоев оснований автодорог с капитальным, облегченным и переходными типами дорожного покрытия
	в бетонах

В АНК "Башнефть" на нефтешламовых амбарах "Самсык" в НГДУ "Октябрьскнефть" применялась технология, заключающаяся в растворении, нагреве с обработкой химическими реагентами для отделения отстоя воды и механических примесей. Полученная нефть направлялась на дальнейшую переработку.

В НГДУ "Туймазынефть" с 1995 г. внедрена установка фирмы "Татойлгаз", основанная на технологии фирмы "Майкен" (Германия). Технология заключается в нагреве нефтешлама, обработке деэмульгаторами, разрушении эмульсии в декантаторе с предварительным отделением воды и механических примесей. Доведение до требуемого качества товарной нефти осуществляется на второй стадии - в испарителе и трехфазном сепараторе.

В последние годы нефтедобывающими предприятиями в производство внедряются различные технологические решения, направленные на утилизацию отходов бурения. Однако унифицированного способа переработки буровых шламов с целью обезвреживания и утилизации не существует.

Проведенный анализ методов утилизации показывает, что предотвращение загрязнения среды и сокращение использования природной воды на бурение скважин достигается многократным использованием технической воды в технологическом обороте. Для этого необходима комплексная очистка буровых сточных вод с применением физических, химических и биологических методов. Переработка отходов нефтедобычи, несомненно, в первую очередь направлена на снижение негативного воздействия на окружающую среду. Однако, немаловажен и социально-экономический эффект для предприятия: уменьшение платы за размещение отходов, получение прибыли от реализации продуктов утилизации, расширение инфраструктуры рабочих профессий предприятия, создание дополнительных рабочих мест.

Литература

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионных средах. – СПб.: Недра, 2005. – 318 с.
2. Быков И.Ю. Техника экологической защиты Крайнего Севера при строительстве скважин. – Л.: Издательство Ленинградского университета, 1991. – 240 с.
3. Быков И.Ю., Гуменюк А.С, Литвиенко В.И. Охрана окружающей среды при строительстве скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1985. - 37 с. - (Обзор. информ. Сер. Коррозия и защита окружающей среды в нефтегазовой промышленности).
4. Боровский Н.А. Изменение гидрохимических показателей воды при попадании буровых компонентов.- Газовая промышленность, № 6, 1990. - С. 30-38.
5. Булатов А.И., Левшин В.А., Шеметов В.Ю. Методы и техника очистки и утилизации отходов бурения. - М.: ВНИИОЭНГ, 1989. - 56 с. - (Обзор. информ. Сер. Борьба с коррозией и защита окружающей среды).
6. Зоммер Е.А., Королёва Л.А. Результаты воздействия различных лигносульфонатов на развитие гидробионтов. – Рига: Тр. 1 всесоюзной конф. по рыбохозяйственной токсикологии, 1988.- С.69.
7. Король В.В., Позднышев Г.Н., Маньрин В.Н. Утилизация отходов бурения скважин. Экология и промышленность России, №1, 2005. – С. 40-42.
8. Козак Н.В., Проценко Ю.Б. Поведенческие реакции рыб при действии буровых растворов и их компонентов. – Рига: Тр. 1 всесоюзной конф. по рыбохозяйственной токсикологии, 1988. - С. 88 – 89.
9. Мойсейченко Г.В.,Абрамов В.Л. Резистентность молоди лососёвых и их кормовой базы к воздействию буровых компонентов. – СПб.: Мат. 5 всероссийского совещания по систематике, биологии и разведению лососёвых рыб, 1994.- С. 126-127.
10. Обоснование инвестиций в строительство полигона утилизации и переработки отходов бурения и нефтедобычи АО "ЛУКойл-Когалымнефтегаз". Т.1. Общая пояснительная записка. Сургут, 1996.

11. Пат. РФ №899840 от 23.01.82. Ягафаров Р.Г., Абдуллин В.Р., Мавлютов М.Р. и др. Устройство для регенерации компонентов бурового раствора, Б.И. №3. - 1982. - С. 12.
12. Патент РФ №2093478 от 20.10.97. Ягафарова Г.Г., Мавлютов М.Р., Барахнина В.Б. и др. Способ очистки почвы и воды от нефти, нефтепродуктов и полимерных добавок в буровой раствор, Б.И. №29. – 282 с.
13. Танатаров М.А. и др. Опыт утилизации нефтешламов ЛПДС "Черкассy" // Промышленные и бытовые отходы. Проблемы и решения: Мат. конф. Ч.1. Уфа, 1996.
14. <http://www.ecoportal.ru/>
15. Шпарковский И.Д., Петров В.С. Физиологические критерии оценки токсикологической обстановки при буровых работах на шельфе. – Рига: Тр. 1 все-союзной конф. по рыбохозяйственной токсикологии, 1988. - С. 75.
16. Шеметов В.Ю. Ликвидация шламовых амбаров при строительстве скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1989. - 33 с. - (Обзор. информ. Сер. Борьба с коррозией и защита окружающей среды).
17. Ягафарова Г.Г., Мавлютов М.Р., Барахнина В.Б. Биотехнологический способ утилизации нефтешламов и буровых отходов. Горный вестник, №4, 1998. – С. 43-46.