

12

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ



12.1. ПРИЧИНЫ ОСЛОЖНЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ В ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ" И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ

В районе размещения производственных предприятий по добыче нефти и газа необходимо обеспечить охрану окружающей среды, т.е. биологических, земельных, водных ресурсов и воздушного бассейна от загрязнения. Крупную проблему сохранения экологической обстановки представляет собой предупреждение взрывоопасных и других аварийных ситуаций, вызванных природными факторами или нарушением техники безопасности, вследствие которых выражается в загрязнении окружающей среды и, как следствие, в нарушении экологического равновесия.

Комплекс предприятий ОАО "Оренбургнефть" включает в себя большое число производств, задачей которых является реализация запланированной системы разработки нефтяных месторождений. Главными объектами этого комплекса являются добывающие и нагнетательные скважины, промысловые коммуникации и объекты по снабжению системы ППД водой, технологической обработке продукции скважин. Процессы эксплуатации скважинного и внутрипромыслового оборудования сопровождаются многочисленными осложнениями, ухудшающими показатели разработки нефтяных месторождений и экологическую безопасность нефтепромысловых объектов. Наиболее распространенными видами осложнений являются многочисленные заколонные перетоки агрессивных пластовых флюидов с их попаданием в пресноводные комплексы и преждевременный выход из строя в результате коррозии оборудования скважин и внутрипромысловых трубопроводов.

Кроме того, недостатком существующих систем разработки нефтяных месторождений является недостаточная согласованность многих

технологических решений по совершенствованию систем разработки с техническим состоянием нефтепромысловых объектов и степенью техногенной нагрузки на окружающую среду. Нефтяные месторождения ОАО "Оренбургнефть" расположены на значительной части территории Оренбургской области на площадях, характеризующихся плодородными пашнями, лесами, водоемами, подвергающимися интенсивному техногенному воздействию, а также приуроченностью питьевых источников к активной зоне водообмена. Степень техногенной нагрузки определяется эксплуатацией месторождений и большим фондом скважин, значительной протяженностью внутрипромысловых трубопроводов, десятками различных технологических установок и т.д.

Условия эксплуатации скважин и нефтепромысловых коммуникаций осложняются в связи с большим количеством скважин, находящихся в длительной эксплуатации, вступлением значительной части объектов в позднюю стадию разработки, характеризующуюся прогрессирующим обводнением добываемой продукции, открытием и введением в разработку новых месторождений, залежи нефти на которых приурочены к большим глубинам с высокими давлениями. Кроме того, в разработку вводится все большее число мелких месторождений высоковязкой нефти, содержащих сероводород.

Несоответствие существующего технологического оборудования условиям разработки нефтяных залежей на поздней стадии, физико-химическим свойствам закачиваемых и отбираемых флюидов приводит к перегрузке в работе оборудования и определяет уровень экологического риска при его эксплуатации. За счет осложнений происходит загрязнение пресных поверхностных и подземных вод, в том числе за счет прорывов водоводов сточных вод систем ППД, при капитальном ремонте скважин и из-за неуправляемых межпластовых перетоков.

В связи с этим повышение эксплуатационной надежности и экологической безопасности скважин и нефтепромысловых коммуникаций при разработке нефтяных месторождений является крупной научной проблемой и огромным резервом повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, а также улучшения экологической обстановки в регионе. Указанная проблема приобретает особое практическое и общегосударственное значение в связи с возможным засолением источников пресных вод для питьевого и промышленного водоснабжения.

На нефтяных месторождениях загрязнение почвы и почвогрунтов и, следовательно, влияние на биосферу происходят при разливах нефти, нефтепродуктов и нефтепромысловых сточных вод, а также попадании в них химических продуктов, используемых в технологических процессах добычи нефти.

Одним из наиболее опасных веществ, загрязняющих среду обитания, является нефть – сложный комплекс веществ, состоящий почти из 3000 ингредиентов, большинство из которых легкоокисляемы. Поэтому чрезвычайно обширно токсическое воздействие нефти и нефтепродуктов на растения и живые организмы.

Другим важным фактором является способность нефти, особенно ее легких фракций, с большой скоростью растекаться на поверхности воды, образуя тонкую пленку большой площади. Вследствие этого разливы нефти на воде считаются более опасными, чем на почве, где она до определенной степени удерживается частицами почвы.

В области охраны земель на объектах ОАО "Оренбургнефть" проводятся следующие мероприятия:

- предотвращение попадания в почву и почвогрунты различных химических реагентов, используемых в технологических процессах;

- ликвидация амбаров нефти у скважин, сборных пунктов, головных сооружений и установок подготовки нефти;

- сокращение размеров земельных участков под строительство нефтепромысловых объектов за счет применения прогрессивных методов строительства промысловых объектов, внедрения рациональных схем бурения, комплексных блочных установок;

- сокращение аварий в добыче нефти и бурении за счет строгого выполнения планово-предупредительных ремонтов бурового и нефтепромыслового оборудования, применения средств и методов предотвращения коррозии (противокоррозионных покрытий, нейтрализаторов, катодной поляризации и т.д.);

- уменьшение потерь углеводородов при промышленном сборе и подготовке нефти, газа путем разработки и использования новых технологических и технических решений;

- уменьшение количества порывов промысловых сборных трубопроводов системы ППД путем своевременного проведения предупредительных ремонтов и использования металлопластиковых труб. С целью сокращения количества прорывов ОАО "Оренбургнефть" ежегодно выполняет значительный объем работ по капитальному ремонту промысловых трубопроводов:

Годы	1994	1995	1996	1997	1998
Объемы работ, км	161	222	284	287	190

Несмотря на использование высокоэффективных ингибиторов коррозии (НЕФТЕХИМ, ВНПП, Д-4-3, К-143) и выполнение значительных объемов по капитальному ремонту, аварийность трубопроводов на объектах остается достаточно высокой. В табл. 12.1 приведена динамика изменения количества аварий на трубопроводах по годам.

Таблица 12.1

Количество аварий на трубопроводах по годам

Годы	1994	1995	1996	1997	1998
Количество аварий всего	2559	1891	1690	1694	2502
Аварии выкидных линий	1012	984	875	741	827
Аварии водоводов	1260	628	435	620	1252
Аварии газопроводов	36	25	72	45	35
Аварии нефтепроводов	851	254	308	288	378

Причинами коррозионных отказов выкидных линий добывающих скважин являются высокая обводненность добываемой жидкости (около 60 %) и коррозионная агрессивность попутно добываемых высокоминерализованных вод.

Для уменьшения числа коррозионных отказов водоводов сточных вод используются ингибиторы коррозии. Количество закачиваемого ингибитора выглядит следующим образом:

Годы	1994	1995	1996	1997	1998
Потребление ингибитора,	1320,3	1241,4	1533,9	1045,8	919,7

Для снижения коррозии выкидных линий используются гибкие полимерно-металлические коррозионно-стойкие трубы, выпускаемые ЗАО "ТрубопластОр". Всего уложено 86 673 м таких труб, кроме этого уложено 7 км металло-пластмассовых труб. На трубопроводах, перекачивающих товарную нефть, используется катодная защита.

В соответствии с "Основами земельного законодательства" землепользователи обязаны не допускать засоления, загрязнения земель, а также других процессов, ухудшающих состояние почв, кроме того, организовывать контроль за их использованием. При попадании нефти и других токсичных веществ в почву происходят глубокие изменения химических, физических, микробиологических свойств почвы, а иногда и существенная перестройка всего почвенного профиля. В связи с этим

контроль за нефтяными загрязнениями и изучение их воздействия на почвенный покров обязательны для предприятий, деятельность которых связана с таким воздействием.

Предприятия-землепользователи должны проводить:

своевременную регистрацию уровня загрязнения почв и изменения ее химического состава;

определение тенденции изменения химического состава почв во времени, прогноз уровней их загрязнения в будущем;

оценку возможных последствий загрязнения почв в настоящее время, разработку рекомендаций по их предотвращению или уменьшению.

Основными нарушениями почвенно-растительного покрова при бурении скважин и эксплуатации нефтепромысловых объектов являются:

механические нарушения почвенного покрова;

изъятие плодородного слоя;

загрязнение почвы нефтепродуктами и высокоминерализованными пластовыми водами;

загрязнение буровыми отходами;

загрязнение нефтешламами и сточными водами.

Потенциальными источниками загрязнения природной среды, в том числе почвы, являются буровые площадки, буровые и промысловые амбары, нефтепромыслы, факелы, нефтегазопроводы, водоводы системы ППД, естественные поля испарения, нефтехранилища, наземный транспорт и др.

Контроль за состоянием почвенного слоя земли производится визуально, физико-химическими методами анализа и биоиндексацией.

Контроль за состоянием почв осуществляется от проектирования до эксплуатации месторождений нефти.

Контроль фона почв до начала обустройства производит организация, разрабатывающая проект.

В процессе строительства объектов осуществляется контроль за рациональным использованием земельных ресурсов.

В процессе эксплуатации контроль за объектами производится визуально и инструментальными методами.

Визуальный метод – осмотр месторождений и регистрация места нарушения и загрязнения земель, оценка состояния растительности, определение источника загрязнения и принятие мер по прекращению загрязнения.

Инструментальный метод – определение физико-химических свойств почвы на эпизодических и режимных пунктах наблюдения.

Определение точных границ аварийного разлива нефти, составление схемы возможного продвижения загрязнения (пятна) по рельефу местности.

Осуществляется контроль качества проведения работ по рекультивации почв в местах аварийного разлива нефтепродуктов, пластовых вод и после окончания буровых работ.

Производится определение точек отбора проб почвы, уточнение площади исследуемого участка загрязнения, изучаются возможные источники загрязнения (вид и степень загрязнения), уточняются количества отбираемых проб, глубины отбора и их периодичность.

При лабораторном анализе определяется содержание нефти и нефтепродуктов, хлоридов и гумуса в почве и результаты сопоставляются с фоновыми значениями исследуемых показателей.

Материалы обследования, наблюдения на контрольных пунктах, результаты анализа почв своевременно систематизируются с целью выявления масштабов и причин загрязнения и принятия эффективных мер по его предотвращению и устранению.

Основными источниками загрязнения наземных и подземных пресных вод в районах добычи нефти являются:

- сброс промышленных сточных вод на поля испарения;
- сброс сточных вод в поверхностные водоемы и водотоки;
- разливы промышленных сточных вод при порывах водоводов;
- попадание поверхностных стоков нефтепромыслов в наземные воды;

- переток высокоминерализованных вод глубоких горизонтов в пресноводные горизонты из-за негерметичности обсадных колонн и цементного камня за колонной;

- попадание сточных вод в пресноводные горизонты при нарушении герметичности нагнетательных и поглощающих скважин.

На месторождениях ОАО "Оренбургнефть" практически вся попутно добываемая вода используется в системе заводнения продуктивных пластов.

Если попутные и сточные воды подлежат сбрасыванию в поглощающие горизонты, то необходимо их очищать от вредных примесей на каждом пункте подготовки нефти. В практике используется механическая, физико-химическая, биологическая очистки. В ОАО "Оренбургнефть" построены и введены в действие водоочистные сооружения со значительной мощностью.

Следует отметить, что в целях повышения качества очистки вод необходимым условием является наличие на водоохраных объектах современного оборудования, отвечающего требованиям охраны окружающей среды.

Разработка нефтяных месторождений методом заводнения связана с потреблением значительного количества воды. В целях сохранения вод питьевого качества необходимо в больших объемах использовать промышленные воды, поэтому важной задачей является сбор, подготовка и рациональное использование высокоминерализованных пластовых и промышленных сточных вод для закачки в продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления.

Так, годовая добыча попутной воды за 1997, 1998 и 1999 гг. соответственно составила 15 615, 13 503 и 11 095 тыс. м³, за эти же годы объемы закачки сточных вод в системах ППД были равны 14 089, 13 856 и 14 130 тыс. м³.

В целях рационального использования пресных поверхностных вод в ОАО "Оренбургнефть" разработаны проекты на разведку соленоватых вод на Покровском и Бобровском месторождениях и исследование возможности их промышленного применения.

Экологическая обстановка на объектах сбора и подготовки нефти ОАО "Оренбургнефть" улучшается за счет внедрения в широких промышленных масштабах технологических, технических и организационных мероприятий. Перспективные направления работ и конкретные планы внедрения мероприятий, направленных на обеспечение экологической безопасности при подготовке нефти, связаны с разработкой и применением следующих технических и технологических решений:

- оптимизация режимов работы промышленных нефтегазосборных трубопроводов, сброс пластовой воды в дожимных насосных станциях, позволяющий уменьшить объемы перекачки агрессивной пластовой воды в интервале ДНС–УПН–КНС;

- разделение газированных и разрушенных в присутствии деэмульгатора эмульсий на нефть, газ и воду перед УПС с применением концевых делителей фаз, что позволяет осуществить более глубокий сброс пластовых вод непосредственно на месторождениях;

- совершенствование процессов сепарации нефти от газа с использованием принципиально новых инженерных решений, обеспечивающих повышение качества сепарации нефти от газа в промышленных условиях;

разработка технологических регламентов на процессы подготовки нефти, основанных на уменьшении объемов нагреваемой нефти за счет совершенствования общей схемы сбора и подготовки нефти, применения новых инженерных решений по совместной подготовке разнородных нефтей и др.;

монтаж системы улавливания легких фракций углеводородов на резервуарах товарных парков, что обеспечивает полную ликвидацию выбросов легких углеводородов в атмосферу, использование различных технических средств, направленных на уменьшение потерь нефти на объектах системы промышленного сбора нефти, газа и воды;

увеличение производительности сепараторов, отстойных аппаратов за счет применения средств интенсификации процессов разрушения эмульсий и отделения газа и соответственно уменьшение размеров технологических площадок;

очистка резервуаров различного назначения на товарных парках от нефтесодержащих шламов по герметизированной технологической схеме с использованием современных технических средств;

предварительная и глубокая переработка нефтесодержащих шламов по комплексной технологической схеме с использованием специального оборудования;

монтаж и применение установки сероочистки нефтяного газа на объектах подготовки нефти и газа.

Ниже приведем краткое описание некоторых новых решений, имеющих принципиальное значение в обеспечении экологической безопасности процессов добычи нефти.

12.2. ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ УЛАВЛИВАНИЯ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ

Известно, что основными источниками выбросов легких углеводородов в атмосферу (до 1 % (по массе)) являются технологические, товарные и буферные резервуары на товарных парках установок подготовки нефти и газа. С учетом важности охраны окружающей среды в ОАО "Оренбургнефть" начаты работы по строительству и эксплуатации систем улавливания легких фракций углеводородов из сырьевых резервуаров на Покровском УПН. Использование этой системы обеспечивает уменьшение потерь легких фракций углеводородов через дыхательные клапаны, снижение

коррозионной активности газа в РВС, улучшение экологической ситуации на территории резервуарного парка.

До ввода системы улавливания газа на Покровских головных сооружениях находились в эксплуатации четыре буферных резервуара товарной нефти РВС-5000 и четыре технологических резервуара сырой нефти РВС-5000. Отсутствовала система улавливания легких углеводородов. Все резервуары работали со снятыми тарелками дыхательных клапанов. Через дыхательные клапаны газ выделялся в атмосферу и создавал загазованность территории резервуарного парка. При этом возникали значительные потери ценного углеводородного сырья.

Источники и значение потерь углеводородов рассмотрим на примере работы Покровской УПН НГДУ "Бузулукнефть".

Нефтегазодобывающее управление "Бузулукнефть" осуществляет разработку Сорочинской и Покровской нефтеносных площадей.

Система сбора предусматривает поступление продукции скважин на групповые замерные установки типа "Спутник", на которых замеряются их дебиты. От ГЗУ газонасыщенная нефть по трубопроводам однотрубной герметизированной системы поступает на дожимные насосные станции, и далее насосами транспортируется на Покровскую ЭЛОУ.

Нефть сепарируется в две ступени, расположенные на территории парка (рис. 12.1).

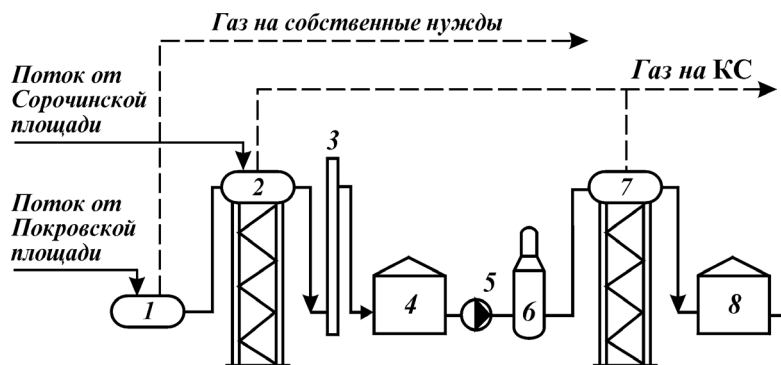


Рис. 12.1. Принципиальная технологическая схема Покровской ЭЛОУ:

1 – первая ступень сепарации; 2 – вторая ступень сепарации; 3 – колонна холодного отдува; 4 – сырьевой резервуар; 5 – насосы; 6 – ЭЛОУ; 7 – конечной сепаратор; 8 – мерный резервуар; 9 – насос внешней откачки

Газонасыщенная нефть и пластовая вода (смесь) с температурой 10–20 °С с Покровской площади поступает в три отстойника первой ступени сепарации объемом 50 м³ каждый. Абсолютное давление сепарации поддерживается на уровне 0,18–0,3 МПа. Нефтяной газ, выделившийся в аппаратах первой ступени сепарации, через клапан-регулятор поступает на собственные нужды – в котельную и печи.

Нефть в смеси с пластовой водой поступает в сепараторы второй ступени сепарации, в качестве которых используются два аппарата объемом 100 м³ каждый. Газ от сепараторов второй ступени с абсолютным давлением 0,10 МПа поступает на прием компрессорной станции, оснащенной компрессорами 5ВКГ50/7. Нефть обводненностью около 80 % поступает в технологические резервуары предварительного сбора попутной воды РВС-5000 № 4 (рис. 12.2).

Газонасыщенная нефть обводненностью 5–10 % с Сорочинского резервуарного парка поступает в сепараторы второй ступени сепарации, в качестве которых также используются два аппарата объемом 100 м³ каждый. Абсолютное давление на второй ступени составляет 0,1 МПа. Газ от сепараторов поступает на КС. Нефть поступает в технологический резервуар РВС-5000 № 6. Нефть с резервуаров РВС-5000 № 4, 6 (см. рис. 12.2) забирается технологической нефтенасосной, оснащенной насосами ЦНС-300/180, и откачивается для подогрева в печи ОФГ. Подогретая нефть из печей на выходе 50–60 °С поступает четырьмя потоками в четыре отстойника. Время пребывания в отстойниках 2 ч. Потом нефть поступает в электродегидраторы и направляется на концевую ступень сепарации, где она разгазируется. Газ поступает в газопровод второй ступени, а нефть в товарные резервуары РВС-5000 № 2, 7, после которых товарной нефтенасосной, оснащенной насосами ЦНС-300/600, откачивается через узел учета в нефтепровод.

Таким образом, поступающая от скважин нефть подвергается обработке в двух резервуарных парках, в процессе которой осуществляется несколько операций по ее приему в резервуары и откачке.

Поступление атмосферного воздуха в резервуары при операциях приема-откачки в сочетании со значительной площадью испарения нефти в резервуарах определяет высокий уровень потерь углеводородов.

Для определения потерь углеводородов проводились специальные исследования, в результате которых было установлено следующее.

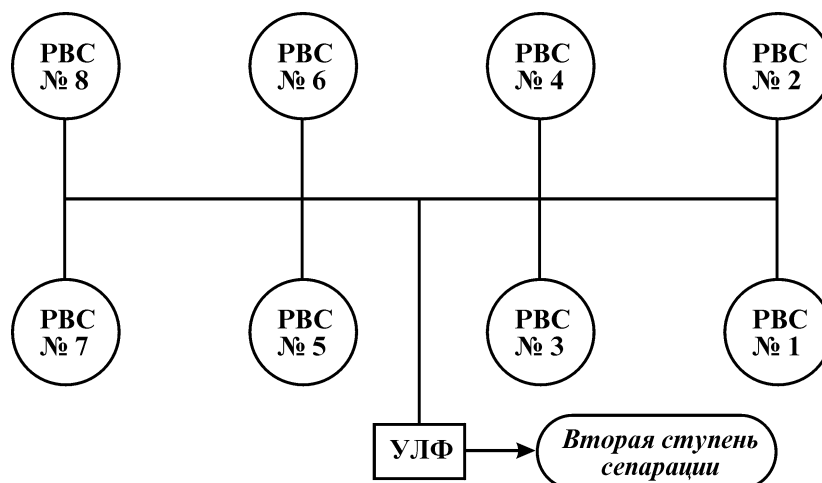


Рис. 12.2. Технологическая схема газоравнительной системы резервуарного парка Покровской УПН

При средней температуре хранения 40 °С средняя объемная концентрация углеводородов в воздушной среде парового пространства резервуаров в период исследования равнялась 56,3 % (табл. 12.2).

Потери нефти из резервуаров определялись методом сравнения углеводородного состава нефти при годовой производительности товарного парка 2,1 млн т.

Количество (в % (по массе)) теряемых углеводородов в сырьевых резервуарах составляет: по Сорочинскому потоку 1,21 %, Покровскому потоку 1,52 %, а в товарных резервуарах 0,70 % (табл. 12.3).

Общие потери углеводородов из данной группы резервуаров составляют 40 060 т/год.

Таблица 12.2
Состав резервуарного газа Покровской УПН

Место отбора проб	Состав резервуарного газа, % мольн.											Содержа-ние возду-ха, % (по объему)	Молеку-лярная масса
	CO ₂	N ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇ + высш.		
Сорочинский поток, резервуары сырьевые	0,43	6,42	2,79	15,41	48,04	5,04	11,04	4,50	3,04	2,23	0,70	38,56	46,61
Покровский поток, резервуары сырьевые	0,32	7,37	3,61	13,05	49,80	4,28	13,24	3,10	2,93	1,86	0,44	52,62	46,01
Товарные резервуары	0,40	4,79	0,74	8,32	50,20	5,98	16,54	6,21	4,01	2,28	0,53	41,59	50,08

Таблица 12.3
Состав и потери нефти в резервуарном парке Покровской УПН

Место отбора проб	Состав нефти, % (по массе)								Плотность нефти, кг/м³	Потери в резервуарах, % (по массе)
	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇ + высш.		
Сорочинская нефть, резервуары сырьевые:										
на входе	0,06	0,7	0,44	1,48	1,24	1,65	4,00	90,43	809,2	1,21
на выходе	0,12	0,92	0,43	1,47	1,10	1,43	2,99	91,54		
Покровская нефть, резервуары сырьевые:										
на входе	0,09	0,76	0,31	1,36	1,00	1,41	3,26	91,81	799,8	1,52
на выходе	0,06	0,63	0,24	1,16	0,81	1,22	2,65	93,23		
Товарные резервуары:										
на входе	0,06	0,65	0,34	1,28	1,04	1,34	3,25	92,04	821,3	0,70
на выходе	0,05	0,55	0,31	1,15	0,97	1,27	3,01	92,69		

этом в момент интенсивной откачки нефти, когда давление понижается и возможно поступление воздуха, в газовую зону из резервуара подается углеводородный газ. Таким образом в резервуарах всегда поддерживается некоторое избыточное давление, что препятствует попаданию воздуха в систему.

Система УЛФ имеет следующую технологическую схему (см. рис. 12.2). Выделяющиеся углеводороды поступают в приемный сепаратор (скруббер), где выделяется конденсат, образовавшийся при охлаждении паров при движении по газоуравнительной системе от резервуаров до установки УЛФ. Конденсат по мере наполнения сепаратора откачивается насосом через счетчик в резервуар, а газ – компрессором в систему газосбора.

Наиболее "тонкой" и важной частью установки УЛФ является система управления, которая позволяет ей работать без обслуживающего персонала. При достижении давления в газоуравнительной системе 50 мм вод. ст. компрессор автоматически отключается. При понижении давления до 30 мм вод. ст. включается байпасная линия, которая возвращает часть газа с выкида на прием компрессора. При дальнейшем понижении давления до 20 мм вод. ст. компрессор выключается. При давлении 10 мм вод. ст. начинается подпитка газового пространства углеводородным газом.

Также предусмотрена защита по параметрам:

- низкое давление на входе в скруббер;
- высокое давление на выходе компрессора;
- высокий уровень в скруббере;
- низкий уровень в скруббере;
- высокая температура на выходе компрессора;
- высокая вибрация компрессора и электродвигателя.

При превышении значений приведенных параметров выше допустимых происходит остановка компрессора.

Место привязки установки УЛФ определяется в основном расположением резервуаров и объектов, куда можно подать уловленный газ.

Необходимое количество установок УЛФ определяется взаимным расположением резервуаров. Компактное расположение резервуаров

на Бобровском и Покровском УПН позволило решить проблему сокращения потерь из них минимальным количеством оборудования – оказалось, вполне достаточно по одной установке УЛФ на УПН.

Использование данной схемы обеспечивает исключение потерь легких фракций углеводородов через дыхательные клапаны, снижает коррозионную активность газа в РВС, улучшает экологическую ситуацию на территории резервуарного парка. При этом за короткое время из двух РВС-5000 уловлено 8395 м³ попутного газа, реализованного на сумму 1,45 млн руб., и 8000 м³ жидких углеводородов, реализованных на сумму 4,0 млн руб. На приобретение и монтаж необходимого оборудования затрачено около 350 тыс. руб.

12.3. ПЕРЕРАБОТКА ЛОВУШЕЧНЫХ НЕФТЕЙ (НЕФТЕШЛАМОВ)

Потенциальными источниками формирования ловушечной нефти и плавающего нефтешлама на Покровских головных сооружениях являются:

- дренажи со ступени глубокого обезвоживания и обессоливания нефти ТХУ, включая периодические подрезки промежуточных слоев с технологических аппаратов;

- дренажные стоки с резервуаров предварительного сброса и сырьевых резервуаров;

- промканализация сооружений.

В результате длительного хранения указанных нефтесодержащих продуктов в прудах-отстойниках они подвержены испарению содержащихся в них легких углеводородов, обуславливающему повышение их плотности, вязкости и соответственно агрегативной устойчивости. Кроме того, в процессе длительного хранения и отстаивания происходит концентрирование и формирование более плотных слоев, имеющих тенденцию к осаждению.

Таким образом, нефтесодержащий продукт в прудах-отстойниках в верхней части представлен ловушечной нефтью с небольшим содержанием воды и механических примесей, количество которых увеличивается по мере углубления, с залеганием на дне донного осадка, обогащенного тяжелыми углеводородами, сульфидом железа и т.д.

Для переработки ловушечных нефтей на Покровских головных сооружениях ОАО "Оренбургнефть" сооружена специальная опытно-

промышленная установка, обеспечивающая разрушение и разделение стойких (ловушечных) водонефтяных эмульсий с получением товарного нефтепродукта. Производительность установки по нефтепродукту составляет 5000 т в год.

Метод обработки основан на гидродинамической промывке нефтесодержащего сырья в потоке промывной воды, содержащей соответствующий реагент, с последующей сепарацией полученной системы и разделением выделившихся продуктов при отстаивании. Технологический процесс, реализуемый на данной установке, в зависимости от качества сырья осуществляется по двум вариантам:

вариант 1 (при обработке ловушечной нефти с малым содержанием механических примесей) – по непрерывному технологическому процессу;

Таблица 12.4

Показатели	Вариант 1	Вариант 2
Производительность по сырью, м ³ /ч	5,0–7,0	5,0–7,0
Рекуперация нефти, м ³ /ч	До 4,0	До 2,0
Расход промывной воды:		
общий, м ³ /ч	До 30	До 30
на замещение, м ³ /ч	До 10	До 5
Расход реагента, г/т:		
в сырье	До 150	До 150
в промывную воду	До 100	До 100
Расход ШФЛУ, м ³ /ч:		
в сырье	До 2,0	До 1,0
на узел смешения	До 0,5	До 0,3

вариант 2 (при обработке плавающего нефтешлама с повышенным содержанием механических примесей) – по циклическому технологическому процессу, предусматривающему неоднократную обработку сырья.

В табл. 12.4 приведены основные рабочие характеристики процесса.

Технологический процесс осуществляется в следующей последовательности:

извлечение и транспортирование нефтесодержащего сырья на обработку;

ввод в поток сырья реагента-деэмульгатора;

ввод в поток сырья ШФЛУ;
смешение смеси нефтесодержащего сырья и ШФЛУ с промывной водой на узле смешения;
обработка водонефтяной системы в трубопроводе контактирования при избытке водной фазы;
сепарация водонефтяного потока;
отстой и разделение разрушенной водонефтяной системы;
дополнительный отстой и откачка выделенного нефтепродукта.
Опытно-промышленная установка по обработке ловушечной нефти на Покровских ГС состоит из следующих технологических аппаратов, блоков и узлов (рис. 12.3):
блок насосной подачи нефтесодержащего сырья;
блок подачи реагента в сырье;
узел смешения (диспергирования) нефтесодержащего сырья с промывной водой;

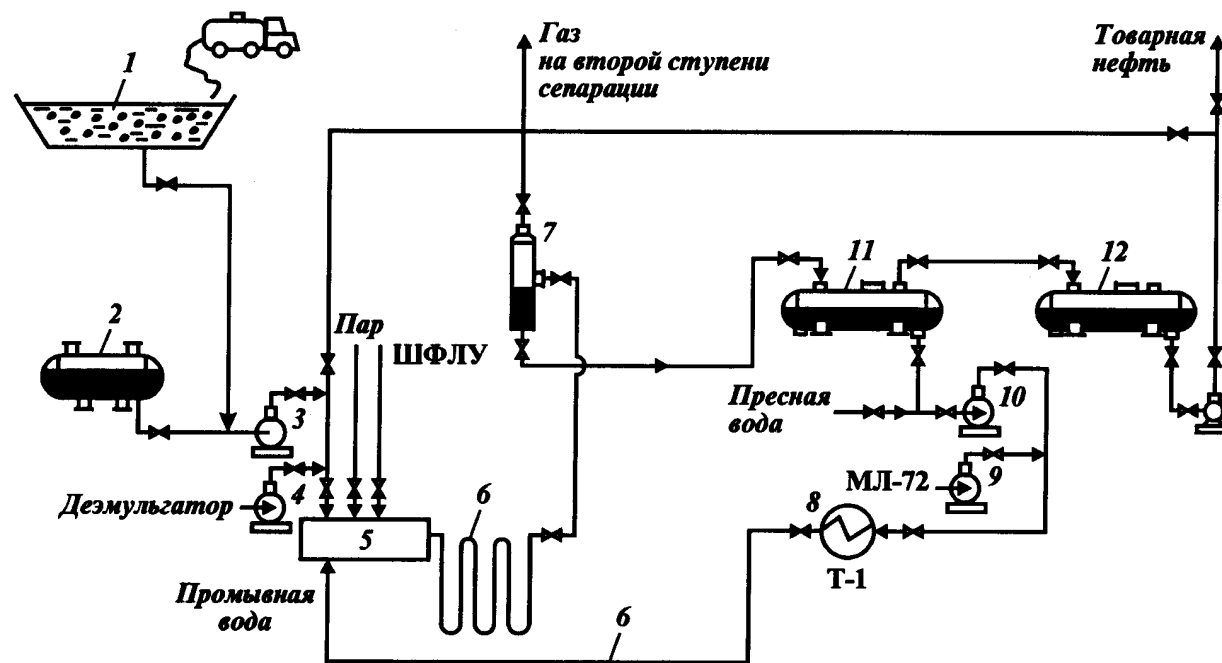


Рис. 12.3. Принципиальная технологическая схема установки ловушечной нефти на Покровских ГС:

1 – пруды-отстойники; 2 – емкость; 3, 10, 13 – насосы; 4, 9 – реагентный блок БР-1; 5 – диспергатор; 6 – трубопровод контактирования; 7 – нефтегазовый сепаратор; 8 – теплообменник; 11, 12 – отстойники

блок насосной подачи промывной воды;
 блок нагрева (теплообменник) промывной воды;
 блок подачи реагента в промывную воду;
 сепаратор горячего потока смеси нефтесодержащего сырья и промывной воды;
 емкость для разделения отсепарированной водонефтяной смеси;
 емкость для сбора и откачки нефтепродукта;
 блок насосный для циркуляции и откачки выделенного нефтепродукта.

Как правило, нефтесодержащее сырье с прудов-отстойников, поступающее на обработку (особенно на поздней стадии их эксплуатации), отличается неоднородностью состава. Поэтому плотность (в кг/м³), по ГОСТ 3900–85, имеет следующие усредненные значения:

Сырье	900–950/925–970*
Нефть	804–870/840–870*

* В числителе – вариант 1, в знаменателе – вариант 2.

Перед вводом сырья на установку производится приготовление промывной воды. Для этого используется пресная вода, выводимая из промышленного водовода под собственным избыточным давлением. Установив заданный максимально возможный расход, вода направляется через теплообменник 8 (см. рис. 12.3) в отстойник 11. При этом в поток воды вводится реагент марки МЛ-80 или МЛ-72. Дозирование реагента осуществляется плунжерным насосом 9 реагентного блока БР-2 в количестве 100 г/т. После заполнения промывной водой отстойника 11 на 2/3 его объема подача пресной воды и реагента прекращается, а вода из отстойника 11 направляется на прием центробежного насоса 10, обеспечивающего ее циркуляцию при расходе 25–30 м³/ч.

Температура промывной воды после теплообменника составляет 65–75 °С.

После выполнения вышеуказанных мероприятий производятся включение поршневого насоса 3 и подача нефтесодержащего сырья на установку. Расход сырья устанавливается в количестве 5 м³/ч. В поток транспортируемого на установку сырья вводится реагент-деэмульгатор марки ДБ-02. Дозирование реагента-деэмульгатора производится плунжерным насосом реагентного блока БР-1 4 в количестве до 150 г/т. Кроме того, в сырьевой поток вводятся широкая фракция легких углеводородов в количестве до 2 м³/ч.

Обработка нефтесодержащего сырья. Полученная смесь нефтесодержащего сырья и ШФЛУ при диспергировании через специальное устройство смешивается на узле смешения с промывной водой в соответствующем соотношении. Процесс смешения указанных продуктов интенсифицируется вводом в узел смешения дополнительного количества ШФЛУ и острого пара.

Узел смешения представляет собой трубчатый блок, имеющий камеру смешения, оборудованную патрубками ввода промывной воды и вывода смеси, специальными устройствами для сырья и ШФЛУ и смонтированную на байпасе трубопровода промывной воды. Данный узел предназначен для формирования однородной маловязкой водонефтяной смеси, способной при дальнейшем транспортировании ее в смеси с потоком промывной воды в трубопроводе контактирования б диспергироваться в водной фазе, обеспечивая тем самым соответствующую ее удельную поверхность, обрабатываемую в гидродинамическом потоке рабочего агента (промывной воды).

Расход ШФЛУ, вводимой на узел смешения, устанавливается в количестве 0,5–1,0 м³/ч.

Сепарация водонефтяного потока. После трубопровода контактирования обработанная смесь поступает в сепаратор 7, в качестве которого используется аппарат емкостный, вертикальный, внутренний объем которого составляет 10 м³. Сепаратор оснащен входным патрубком, обеспечивающим тангенциальный ввод продукта, патрубками вывода жидкости, газа и дренажей.

В процессе разделения газожидкостного потока выделенный газ подается под давлением в сепараторе в трубопровод на вторую ступень сепарации, водонефтяная система – в отстойник 11, дренаж – в канализацию.

В сепараторе 7 производится автоматическое регулирование положения уровня жидкости и рабочего давления.

Дренажи сбрасываются периодически по мере накопления осадка.

Отстой и разделение водонефтяной смеси. Отсепарированная водонефтяная смесь поступает в отстойник 11, в качестве которого используется аппарат емкостный, горизонтальный, внутренним объемом 200 м³.

Отстойник 11 оборудован устройством для ввода жидкостного потока шламозадерживающей перегородкой и патрубками для вывода нефтепродукта, воды и дренажного стока.

В процессе отстаивания и разделения водонефтяной смеси выделяемый нефтепродукт через верхний патрубок аппарата

выводится в буферную емкость 12, вода направляется на прием насоса 10 для последующего ее использования в качестве рабочего агента, дренаж сбрасывается в канализацию. При нормальных условиях аппарат эксплуатируется полным сечением.

В отстойнике 11 производится автоматическое регулирование уровня раздела фаз нефть – вода, которое осуществляется соответствующим сбросом дренажного стока. Уровень раздела фаз нефть – вода в отстойнике устанавливается на половине высоты его сечения, а интенсивность сброса дренажного стока – в зависимости от содержания в нем хлористых солей. Содержание хлористых солей в дренажном стоке не должно превышать 2000 мг/л. Из опыта эксплуатации опытно-промышленной установки объем сбрасываемых дренажей из отстойника 11 составляет 5–10 м³/ч.

Для замещения сбрасываемых дренажей в процесс в качестве рабочего агента вводится пресная вода. Ее подача производится в линию промывной воды, направляемой после дополнительного нагрева в теплообменнике 8 и дозирования реагента вновь для контактирования с обрабатываемым нефтесодержащим сырьем.

Ввод реагента при этом устанавливается 100 г на 1 м³ подаваемой на замещение пресной воды.

Дополнительный отстой и откачка нефтепродукта. Нефтепродукт, выделенный после отстаивания водонефтяного потока в отстойнике 11, выводится в буферную емкость 12.

В качестве буферной емкости 12 используется аппарат емкостный, горизонтальный, внутренним объемом 200 м³, оснащенный шламосадерживающей перегородкой, патрубками для ввода продукта, вывода нефтепродукта, газа и выделенной воды.

Выделенная вода сбрасывается в канализацию периодически по мере накопления, газ – на вторую ступень сепарации. Подготовленная нефть при заполнении емкости 12 на 90 % выводится на вторую ступень сепарации или откачивается центробежным насосом 13 в товарный резервуар.

Обработка исходного сырья с повышенным содержанием механических примесей, находящихся во взвешенном состоянии. При обработке сырья с повышенным содержанием механических примесей процесс подготовки товарного нефтепродукта на опытно-промышленной установке при сохранении вышеуказанных технологических параметров обеспечивается технологическим приемом, предусматривающим циркуляцию обрабатываемого сырья в технологической цепочке.

С помощью данного приема обеспечивается неоднократная обработка исходного сырья согласно следующим циклам:

обработка плавающего нефтешлама по указанной технологии и накопление в буферной емкости 12 выделенного нефтесодержащего продукта;

прекращение подачи на установку исходного сырья с прудов-отстойников;

ввод нефтесодержащего продукта из емкости 12 в голову процесса при сохранении ранее установленных технологических параметров;

накопление в емкости 12 качественного нефтепродукта;

отключение емкости 12 из работы при сохранении циркуляции промывной воды;

сброс из емкости 12 выделенной воды;

откачка насосом 13 подготовленной в емкости 12 нефти в товарный резервуар;

ввод на установку плавающего нефтешлама и подключение емкости 12 в технологический процесс.

При накоплении в буферной емкости 12 нефтесодержащего продукта выделенного после обработки плавающего нефтешлама, и после прекращения подачи на установку сырья с прудов-отстойников, ввод нефтепродукта из емкости 12 в голову процесса на узел смешения производится центробежным насосом 13 при соответствующем перепаде давления. При этом подача ШФЛУ в процесс осуществляется только на узле смешения. Все технологические параметры проводимого процесса соответствуют ранее принятым.

В процессе эксплуатации установки периодически производится аналитический контроль качества проб накапливаемого в емкости 12 нефтепродукта и при соответствии его требуемому качеству аппарат отключается из работы. После сброса выделенной воды накопленный нефтепродукт откачивается в товарный резервуар насосом 13.

На рассмотренной установке за 1998–1999 гг. переработано около 30 тыс. т нефтешлама, получено 23 тыс. т и реализовано около 22 тыс. т рекуперированной нефти.

12.4. ОЧИСТКА ПОПУТНЫХ ГАЗОВ ОТ СЕРОВОДОРОДА И УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

О способах очистки природных газов от H_2S и CO_2

Практически все природные газы, добываемые из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, содержат углекислый газ. В некоторых из них содержится сероводород. Углекислый газ является балластом, а сероводород – высокотоксичным корродирующим компонентом. Поэтому природные газы перед подачей их потребителю или в газопроводы очищают от этих примесей. Глубина очистки определяется требованиями, предъявляемыми технологией использования газа.

Природные углеводородные газы очищают от сероводорода и углекислого газа сорбционными методами с использованием жидких и твердых поглотителей (сорбентов).

На практике широко применяются абсорбционные методы, как наиболее экономичные и позволяющие полностью автоматизировать замкнутый цикл. Серьезным недостатком абсорбционного метода является значительное загрязнение очищаемого газа парами сорбента. При низких парциальных давлениях извлекаемых компонентов и при необходимости глубокой очистки незаменимым является адсорбционный способ очистки.

Недостатки адсорбционных методов – периодичность процесса очистки, необходимость и высокая стоимость регенерации адсорбентов. Существенным недостатком адсорбентов является снижение поглотительной способности в процессе эксплуатации, особенно при очистке газа, содержащего большое количество примесей.

Наибольшее применение для очистки природных газов нашли абсорбционные методы на основе использования физической и химической абсорбции.

При *физической абсорбции* взаимодействие молекул в растворе в большинстве случаев обуславливается силами Ван-дер-Ваальса. Для физической абсорбции обычно используют воду, органические растворители – не электролиты, не реагирующие с растворяемым газом, и их водные растворы.

Зависимость растворимости от давления при небольших концентрациях газа в растворе (точнее, при $x \rightarrow 0$) и небольших парциальных давлениях описывается законом Генри

$$k_T = p/x, \quad (12.1)$$

где k_T – коэффициент Генри; p – парциальное давление газа; x – мольная доля газа в растворе.

Влияние высокого давления на растворимость газа при малой концентрации его в жидкости описывается уравнением Кричевского – Казарновского

$$\ln \frac{f_2}{x_2} = \ln k_r + \frac{\bar{v}_2}{RT} (p - p_{01}), \quad (12.2)$$

где f_2 – летучесть газа над раствором; $\bar{v}_2$ – парциальный мольный объем газа в бесконечно разбавленном растворе; p_{01} – давление насыщенного пара чистого растворителя. Летучесть компонента газовой смеси может быть рассчитана по уравнению

$$RT \ln f_2 = RT \ln p y_2 + \int_0^p (\bar{v}_2 - v_{ид}) dp, \quad (12.3)$$

где y – мольная доля растворяемого компонента в газовой фазе; $\bar{v}_2$ – мольный объем идеального газа.

Использование закона Генри приводит к значительным погрешностям уже при давлении 2,0–3,0 МПа.

Растворимость хорошо растворимых газов (таких как H_2S , CO_2 и др.) преимущественно уменьшается при увеличении температуры; малорастворимых газов (таких как водород) возрастает с увеличением температуры.

Зависимость растворимости от температуры описывается термодинамическим уравнением

$$\lg \frac{k_1}{k_2} = -\frac{\Delta H}{2,3R} \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right). \quad (12.4)$$

В процессе абсорбции количество абсорбента, необходимого для полного извлечения какого-либо компонента из смеси газов, зависит от равновесной растворимости в условиях низа абсорбера

$$L = \frac{G_2}{x_{2н} \eta_{на} - x_{2п}}, \quad (12.5)$$

где G_2 – количество извлекаемого компонента; $x_{2н}$ – растворимость извлекаемого компонента в нижней части абсорбера; $x_{2п}$ – количество компонента в регенерированном растворе, подаваемом в абсорбер; $\eta_{на}$ – степень приближения к равновесию в нижней части абсорбера.

При физической абсорбции $x_{2п} \ll x_{2н}$, поэтому

$$L \approx \frac{G_2 k_\phi}{p_{2н} \eta_{на}} = \frac{G y_{2н} k_\phi}{p y_{2н} \eta_{на}} = \frac{G k_\phi}{p \eta_{на}} = \frac{G m}{\eta_{на}}, \quad (12.6)$$

где G – общее количество газа, подаваемого на очистку; $p_{2н}$ – парциальное давление извлекаемого компонента в газе на входе в абсорбер; p – общее давление в абсорбере; $y_{2н}$ – концентрация извлекаемого компонента в газе на входе в абсорбер (точнее, в газе, находящемся в контакте с раствором, выходящим из абсорбера); $m = y_{2н}/x_{2н}$ – константа фазового равновесия для условий низа абсорбера (или в точке вывода насыщенного раствора из абсорбера).

При физической абсорбции величина k_ϕ незначительно зависит от состава раствора и давления, поэтому

$$\frac{L}{G} = \frac{k_\phi}{p \eta_{на}}, \quad (12.7)$$

т.е. количество расходуемого физического абсорбента не зависит от количества извлекаемого газа и определяется значениями коэффициента Генри и давления абсорбции. Поэтому расход энергии на единицу извлекаемого газа тем меньше, чем больше его концентрация в смеси. В этом заключается преимущество физической абсорбции. Принципиальным недостатком этого метода является невозможность глубокой очистки газа вследствие относительно большого давления извлекаемой примеси над генерированным раствором.

Минимальная концентрация примеси y_2 в очищенном газе определяется равновесным давлением отделяемого газа (например, CO_2) над регенерированным раствором, поступающим на абсорбцию, а следовательно, и условиями десорбции. Таким образом, минимальное парциальное давление примеси в очищенном газе

$$p_{гв} = p y_{2в} = k_{гв} x_{гп}, \quad (12.8)$$

где p – давление в абсорбере; $x_{гп}$ – концентрация отделяемого газа в регенерируемом растворе; $k_{гв}$ – коэффициент Генри для условий верха абсорбера.

Поскольку $x_{гп} = p_{гп}/k_{гп}$, где $p_{гп}$ – парциальное давление отделяемого газа над регенерированным раствором на выходе из абсорбера; $k_{гп}$ – коэффициент Генри для условий низа абсорбера, то

$$y_{гв} = \frac{p_{гp}}{p} \frac{k_{гв}}{k_{гp}}. \quad (12.9)$$

Если температуры в верхней части абсорбера и нижней части десорбера одинаковы, то

$$y_{гв} = p_{гp}/p. \quad (12.10)$$

При регенерации насыщенного сорбента путем нагрева уравнение (12.9) с учетом зависимости коэффициента Генри от температуры и уравнения (12.4) примет вид

$$\lg y_{гв} = \lg \frac{p_{гp}}{p} - \frac{\Delta H}{2,3R} \left(\frac{1}{T_v} - \frac{1}{T_p} \right), \quad (12.11)$$

где ΔH – теплота растворения (берется со знаком плюс, если при растворении раствор нагревается; при этом растворимость увеличивается с понижением температуры); T_v – температура газа на выходе из абсорбера; T_p – температура раствора на выходе из десорбера.

Количество пара $G_{отд}$, необходимого для десорбции, определяют аналогично количеству абсорбента, исходя из условий равновесия в верхней части десорбера

$$\frac{G_p}{L} = \frac{p_p}{k_g \eta_{vp}}, \quad (12.12)$$

где $G_p = G_{гp} + G_{отд}$ – количество газа, выходящего через верх десорбера, равное количеству газа, десорбируемого в данном десорбере $G_{гp}$ и продувочного пара $G_{отд}$; η_{vp} – степень достижения равновесия в верхней части десорбера, обычно равная 70–80 %.

Приведенные соотношения являются основой для технологического проектирования процессов абсорбции и анализа их эффективности.

При *химической абсорбции* (хемосорбции) молекулы газа, растворенного в жидкости, вступают в реакцию с активными компонентами абсорбента. В основном эти реакции экзотермические и обратимые, поэтому при повышении температуры раствора образующееся химическое соединение разлагается с выделением исходных компонентов.

Поглотительная способность раствора в значительной мере зависит от константы равновесия химической реакции. Зависимость растворимости от давления в данном случае более сложная, чем при физической абсорбции. Характерная особенность растворимости газов в хемосорбентах заключается в относительно медленном, как правило, росте растворимости с увеличением давления. Чем выше давление, тем медленнее увеличивается растворимость.

Если при абсорбции газа A раствором хемосорбента B протекает реакция $nA + mB = kC + lD$ (n, m, k, l – стехиометрические коэффициенты), то константа равновесия

$$K_p = \frac{\left(\frac{k}{n}x_x\right)^n \left(\frac{l}{n}x_x\right)^n}{\left(A - x_x\right) \left(B - \frac{m}{n}x_x\right)^m} = \frac{\left(\frac{k}{n}\right)^n \left(\frac{l}{n}\right)^n x_x^{k+l}}{\left(A - x_x\right) \left(B - \frac{m}{n}x_x\right)^m}, \quad (12.13)$$

где x_x – количество молей газа A , прореагировавшее с хемосорбентом B в условиях равновесия.

Величина $A - x_x = x_{\text{ф}}$, где $x_{\text{ф}}$ – количество газа, содержащегося в растворителе за счет физической абсорбции. После того как хемосорбент полностью прореагирует с поглощаемым веществом, растворимость его с увеличением давления будет возрастать только за счет физической абсорбции.

В отличие от физической абсорбции теплота растворения ΔH при хемосорбции велика, соответственно растворимость сильно зависит от температуры. Чем меньше концентрация растворенного газа, тем больше мольная теплота растворения, поэтому при малых концентрациях газа в регенерированных растворителях давление его над раствором резко уменьшается с понижением температуры. При этом достигают более глубокой очистки, чем при физической абсорбции.

Поглотительная способность хемосорбента обычно мало зависит от давления, поэтому хемосорбция более выгодна при небольшой концентрации примесей в газе. В связи с этим регенерацию хемосорбентов нужно проводить главным образом путем повышения температуры, а не снижения давления.

Расход энергии на хемосорбцию, как правило, заметно возрастает с увеличением количества извлекаемого компонента. Следовательно, при высокой концентрации примеси целесообразно применять двухступенчатые схемы, включающие физическую абсорбцию в

первой ступени (грубая очистка) с регенерацией абсорбента путем снижения давления и хемосорбцию во второй ступени.

Характеристика сорбентов. Обычно с удалением сероводорода из природного газа выделяется и двуокись углерода (если она содержится в газе), поскольку CO_2 по своему кислотному характеру сходен с H_2S .

Наиболее распространенными являются абсорбционные методы с использованием в качестве сорбентов водных растворов этаноламина, фенолята натрия, трикалийфосфата, аммиака, солей аминокислот, растворов соды или поташа, водных растворов сульфит-биосульфита аммония. Иногда применяют совместный способ очистки газа от H_2S и CO_2 и осушки от влаги. При этом используют гликолеаминовый раствор, содержащий 10–30 % моноэтаноламина, 45–85 % диэтиленгликоля и 5–25 % воды. Данный способ позволяет снизить концентрацию H_2S до 5 мг/м^3 и точку росы паров воды – до минус 10°C . Широкое применение этого способа ограничено из-за его высокой коррозионности (регенерация происходит при температуре $145\text{--}147^\circ \text{C}$), а также из-за высоких потерь сорбента.

При значительных количествах сероводорода в газе, когда целесообразно одновременно получать элементарную серу, в качестве сорбента используют водные растворы тиомышьяковых солей натрия или аммиака и др.

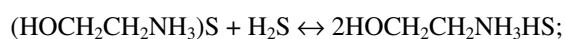
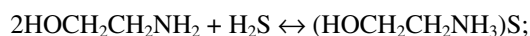
При глубокой очистке незначительных объемов газа от H_2S и CO_2 применяют известковое молоко $\text{Ca}(\text{OH})_2$, абсорбцию раствором каустической соды, марганцево-кислого калия и др. Поглотители в этих методах используют только один раз без регенерации. Эти методы применяют как вторую ступень очистки после обычной регенерационной очистки.

На практике при очистке больших объемов газа с любым содержанием H_2S и CO_2 наиболее распространен метод абсорбции водными растворами моноэтаноламина ($\text{HOCH}_2\text{CH}_2\text{NH}_2$) и диэтанолamina – $(\text{HOCH}_2\text{CH}_2)_2\text{NH}$. Иногда применяют растворы триэтанолamina ($(\text{HOCH}_2\text{CH}_2)_3\text{N}$). Этанолamines имеют щелочные свойства, хорошо поглощают сероводород и углекислый газ, образуя сульфиды и бисульфиды, карбонаты и бикарбонаты.

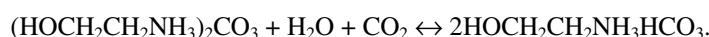
Водные растворы этаноламина широко применяются вследствие способности глубокой очистки природных газов от H_2S и CO_2 и хорошей их регенерации при повышении температуры.

Общие реакции между кислыми газами и моноэтаноламином имеют вид:

для H_2S



для CO_2



Наилучшие показатели очистки газа этаноламинами получают, когда в нем содержится один из этих компонентов – H_2S или CO_2 , так как присутствие в газе CO_2 снижает растворимость H_2S в этаноламинах, а H_2S понижает растворимость CO_2 в нем.

Если газ, который очищают от сероводорода, содержит также углекислый газ, количество поглотительного раствора определяют как сумму количества раствора, потребного для отдельного поглощения H_2S и CO_2 .

*Технологическая схема сероочистки нефтяного газа
при Покровской компрессорной станции*

Установка сероочистки предназначена для очистки от сероводорода и углекислоты попутных нефтяных газов, поступающих с промыслов ОАО "Оренбургнефть".

Процесс очистки газов от H_2S и CO_2 основан на абсорбционном способе одним технологическим потоком. В качестве по-

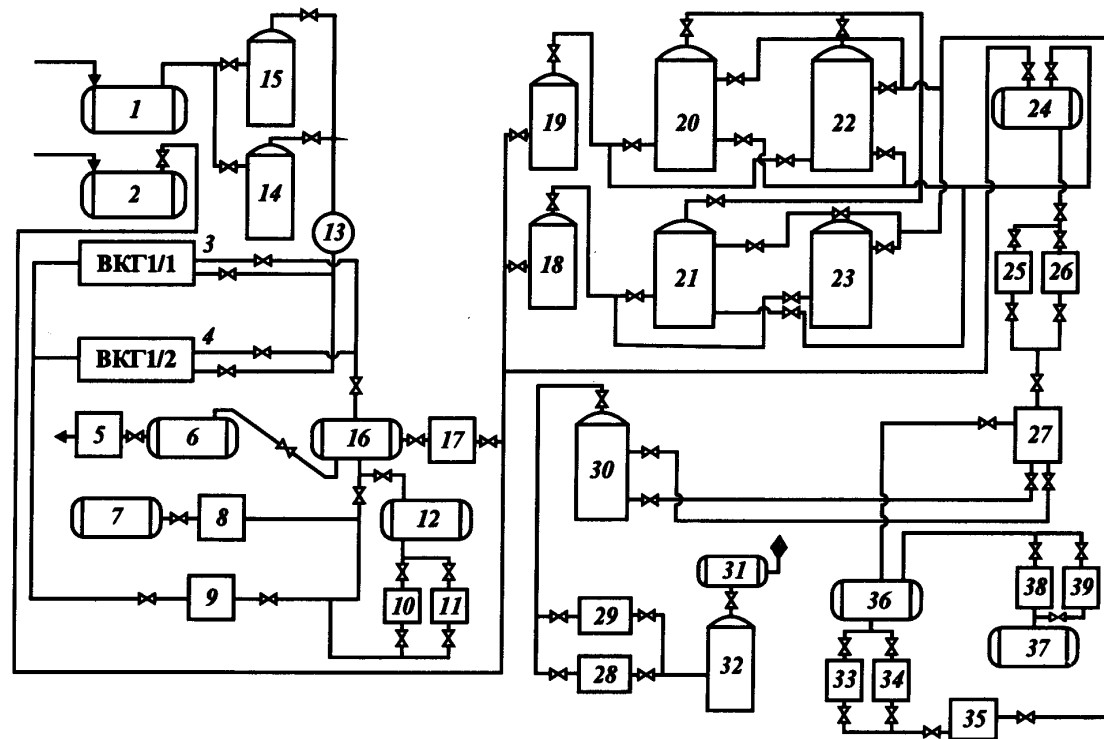


Рис. 12.4. Технологическая схема моноэтаноламиновой очистки газа от H_2S и CO_2

глутителя используется 15%-ный водный раствор моноэтанол-амина.

Производительность установки очистки газа составляет 200 млн m^3 /год.

Принципиальная технологическая схема установки приведена на рис. 12.4.

Нефтяной газ второй ступени сепарации с установки подготовки нефти Покровского месторождения с давлением 0,015 МПа поступает в приемные сепараторы 14 и 15, где отделяются тяжелые фракции углеводородов, механические примеси и вода, затем поступает в сетчатый фильтр 13, в котором происходит дополнительное отделение механических примесей. Очищенный газ с температурой 3–15 °С и с давлением 0,015 МПа поступает на прием дожимных компрессоров 7ВКГ50/7 3 и 4. При этом одновременно происходит впрыск масла в полость компрессоров.

В первичный момент пуска компрессорной установки 7ВКГ50/7 3 и 4 масло из промежуточной емкости 16 забирается насосами 10, 11 и направляется в маслоохладитель 9 для охлаждения, затем с температурой 5–65 °С поступает на впрыск в полости винтов компрессоров под давлением для отбора тепла, выделяющегося при сжатии газа, и уплотнения зазоров по винтовым поверхностям и их смазки.

После сжатия газомасляная эмульсия с давлением 0,5–0,6 МПа и температурой 60–80 °С поступает в сепаратор-маслоотделитель 16.

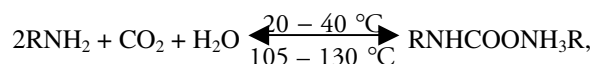
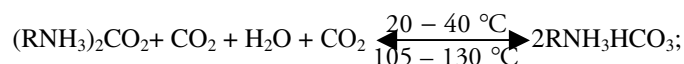
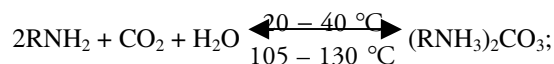
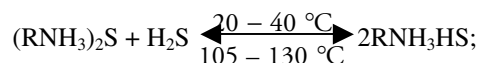
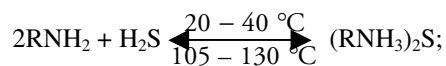
Из емкости 16 масло через регулирующий клапан поступает в промежуточную емкость 12, а нефтяной газ через регулирующий клапан с температурой 60–80 °С поступает в воздушный холодильник 17.

После воздушного холодильника 17 охлажденный газ с температурой 35–40 °С поступает в приемные сепараторы 18 и 19. Перед входом в сепараторы установлена камерная диафрагма для учета количества газа на второй ступени сепарации.

При повышении давления до 0,5–0,6 МПа в сепараторе-маслоотделителе 16 отключаются насосы 10 и 11 и отсепарированное масло из нижней части емкости 16 за счет этого давления поступает непосредственно в блок маслоохладителя, минуя промежуточную емкость 12.

Заправка системы свежим маслом производится из емкости 7 насосом 8. Откачка отработанного масла из емкости 6 производится насосом 5 на маслосклад компрессорного цеха.

Нефтяной газ первой ступени сепарации 2 с установки подготовки нефти Покровского и Сорочинско-Никольского месторождений с давлением 0,17–0,25 МПа и температурой 5–20 °С поступает в приемные сепараторы 18 и 19, где смешивается с нефтяным газом второй ступени сепарации 1. В сепараторах 18 и 19 газ освобождается от влаги, углеводородного конденсата и механических примесей. Перед сепараторами 18 и 19 установлена камерная диафрагма для учета количества поступающего газа первой ступени. Затем смесь нефтяных газов первой и второй ступеней сепарации поступает в нижнюю часть абсорберов 20 и 21. В абсорбере газ поднимается снизу вверх навстречу поглотительному раствору. Проходит 22 тарелки колпачкового типа, которые орошаются 9–15%-ным растворами моноэтаноламина. Во время контакта раствор поглощает из газа сероводород и углекислый газ, образуя сульфиды и бисульфиды, карбонаты и бикарбонаты. Основные реакции процесса следующие:



где R – радикал $\text{CH}_2\text{--CH}_2\text{--OH}$.

При температуре 20–40 °С и повышенном давлении реакции протекают слева направо, а при повышении температуры до 105–130 °С и давлении близком к атмосферному – справа налево. Очищенный газ из абсорберов 20 и 21 через сетчатые отбойники, расположенные в его верхней части, поступает за счет давления в абсорбере через регулирующий клапан на газокompрессорную станцию. Исходный раствор МЭА содержится в 37. Он подается насосами 38, 39.

Насыщенный сероводородом и углекислотой раствор из нижней части абсорберов 20 и 21 через регулирующий клапан за счет давления газа в колонне поступает в емкость насыщенного раствора 24. Из емкости 24 насыщенный раствор МЭА насосами 25, 26 прокачивается через теплообменник 27, где нагревается регенерированным раствором МЭА и поступает на регенерацию в десорбер 30. Осуществляется контроль за температурой входящих и уходящих через теплообменник потоков. В десорбере 30 установлено 16 тарелок колпачкового типа. Температура низа десорбера 30 поддерживается водяным паром, отдающим тепло регенерированному раствору МЭА в рубойлере. Контроль за температурой осуществляется непрерывно. Регенерированный раствор МЭА с температурой до 115 °С из кубовой части десорбера 30 через регулирующий клапан за счет давления в десорбере, равного 0,01–0,05 МПа, поступает в полость горячего пространства теплообменников 27, где отдает свое тепло встречному потоку насыщенного раствора МЭА. После охлаждения в теплообменниках до 30–55 °С регенерированный раствор поступает в емкость 36. Из емкости 36 регенерированный раствор поступает на прием насосов 33, 34. Насосами 33, 34 регенерированный раствор с давлением 0,6–0,8 МПа подается в воздушный холодильник 35, охлаждается потоком воздуха до 40 °С и поступает через регулирующий клапан на тарелку абсорберов 21, 22. Парогазовая смесь из верхней части десорбера 30 с температурой 100–108 °С поступает в холодильники-конденсаторы 28 и 29. После холодильников-конденсаторов 28 и 29 с температурой до 40 °С кислые газы и флегма поступают в сборник орошения 32, где происходит отделение флегмы от кислых газов. Флегма подается через регулирующий клапан на верх десорбера 30. Кислые газы из сборника орошения 32 направляются через емкость 31 на факел (сероводородную свечу дожига).

Для очистки рабочего раствора МЭА от механических примесей продуктов разложения моноэтаноламина, углеводородов и смол часть раствора МЭА (10 %) подается на сетчатый фильтр.

Подпитка системы свежим раствором моноэтаноламина производится после его приготовления в специальных емкостях.

Возможна двухступенчатая очистка газа по проектному варианту с использованием абсорберов 22 и 23. Установка снабжается паром от котельной. Давление пара 0,5 МПа, температура 160 °С. Отработанный пар (паровой конденсат) направляется в котельную.

12.5. ПРИМЕНЕНИЕ СТРУЙНЫХ КОМПРЕССОРОВ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОДАВЛЯЮЩЕГО ГАЗА

Попутный газ, добываемый вместе с нефтью, является важнейшим резервом увеличения ресурсов углеводородного сырья. Тем не менее на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" проблема сбора и использования попутного газа решена недостаточно полно. Значительная доля газа (до 18 %) сжигается на факелах. Для решения задач полной утилизации газа ОАО "Оренбургнефть" требуется более 60 различных компрессорных установок. Диапазон значений рабочих параметров очень широк: производительность компрессора может меняться от 100 до 100 000 м³/сут, давление на выходе компрессора от 0,2 до 3,5 МПа.

Как один из вариантов решения проблемы следует рассматривать совместную перекачку нефти и газа на дожимных насосных станциях в системе добычи, сбора и подготовки нефти и газа. Совместная перекачка нефти и газа в системе сбора с помощью многофазных насосов экономически выгоднее раздельной транспортировки нефти по нефтепроводу, а газа по газопроводу при использовании соответственно насосных и компрессорных станций. Это позволит не только утилизировать газ, ранее сжигавшийся на факелах дожимных насосных станций, но и уменьшить расходы на строительство и эксплуатацию таких насосных станций, а также оздоровить экологическую обстановку на объектах нефтедобывающих предприятий.

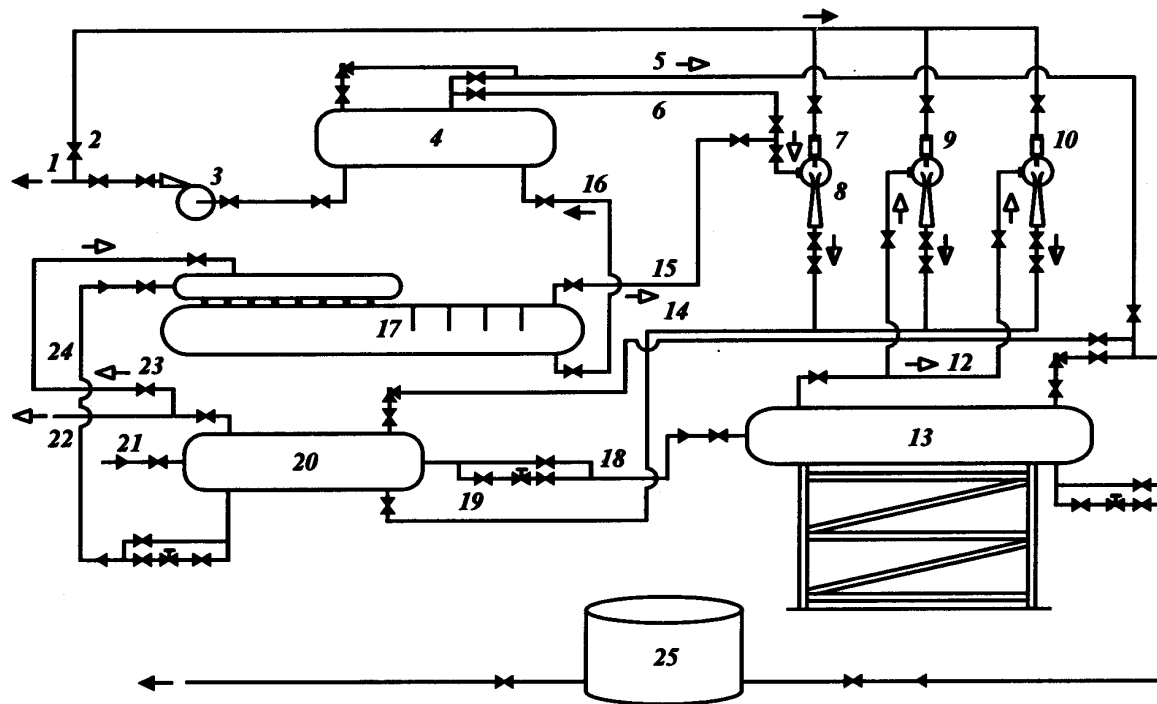


Рис. 12.5. Схема включения струйных компрессоров в систему подготовки нефти, газа и воды на Тананыкском месторождении

Для решения рассматриваемой экономической и экологической проблемы можно использовать целый ряд компрессорных машин, таких как винтовые, поршневые, струйные машины. В ОАО "Оренбургнефть" совместно с РГУНГ им. И.М. Губкина и рядом других организаций разработана концепция применения струйной техники для решения этой важной экологической проблемы, связанной с утилизацией низконапорного газа. Работы ведутся под руководством канд. техн. наук В.Н. Елисеева. За три года развернуто внедрение разработанных и запатентованных струйных компрессорных установок. Успешно завершена стадия промышленных испытаний и организовано серийное производство струйных аппаратов (рис. 12.5). На первом этапе работ были исследованы и усовершенствованы конструкция струйных аппаратов и системы регулирования их работы. Рассматриваются принципы проектирования струйной насосно-компрессорной установки в целом, включая струйный аппарат, силовой насосный агрегат, сепаратор и систему трубопроводов.

Известно, что недостатком струйных компрессорных установок является их относительно низкий коэффициент полезного действия установки в целом. Для расширения области применения струйных компрессорных установок необходимо решить две задачи: обеспечить повышение КПД установки в целом и снизить стоимость оборудования, входящего в состав установки. Для решения данных задач разработана импульсная струйная компрессорная установка, а в заводских условиях успешно проводятся стендовые исследования.

После завершения основных научных исследований и стендовых испытаний были начаты работы по промышленному использованию струйных компрессоров на нефтяных месторождениях ОАО "Оренбургнефть".

Одна из компрессорных установок смонтирована на Тананыкском нефтяном месторождении (см. рис. 12.5). В составе компрессорной установки три струйных компрессора. Один из струйных компрессоров используется для откачки газа и нефти из ловушек аппаратов дополнительной очистки пластовой воды. Два других струйных компрессора предназначены для откачки низконапорного газа из концевой ступени сепарации на установке подготовки нефти.

Горизонтальные аппараты для дополнительной очистки пластовой воды дополняют технологическую схему установки подготовки нефти Тананыкского месторождения. Аппараты 4 и 17 предназначены для улавливания остаточной нефти из пластовой воды, поступающей в

трубопровод 1 системы поддержания пластового давления. Для повышения эффективности работы аппарата 17 в него подают газ по линии 24 из первой ступени сепарации 20 установки подготовки нефти.

Для откачки остаточной нефти из ловушек аппаратов 4 и 17 ранее использовали поршневые и винтовые насосы. При эксплуатации этих насосов попадание газа в рабочие камеры насосов приводило к срыву процесса перекачки. Для возобновления перекачки газ сбрасывали на факел 11 по трубопроводу 5. Со стороны обслуживающего персонала требовался постоянный контроль за работой насосов. Кроме того, через уплотнения насосов в канализацию постоянно текла нефть, что повышало пожароопасность и ухудшало экологическую обстановку. Поршневые и винтовые насосы были заменены на струйный компрессор в марте 1997 г. Таким образом, была решена проблема перекачки газа и газонефтяных смесей на установке очистки воды.

В качестве рабочей жидкости для приведения в действие струйного компрессора используется пластовая вода из системы поддержания пластового давления. Для подключения сопла струйного компрессора 7 к насосной станции 3 был смонтирован трубопровод 2. Из ловушек аппаратов 4 и 17 по трубопроводам 6 и 15 газ с остаточной нефтью подводится к струйному компрессору 7. За счет эжекционного эффекта струей рабочей жидкости газ с нефтью увлекаются в рабочую камеру 8. Далее по трубопроводу 19 газ с нефтью и рабочей жидкостью отводятся в первую ступень сепарации 20.

В сепаратор 20 по линии 21 поступает смесь нефти, газа и пластовой воды из нефтяных скважин. Вода по трубопроводу 22 из сепаратора 20 подается в аппарат 17, а затем по трубопроводу 16 в аппарат 4. Газ из сепаратора 20 отводится по трубопроводу 23 в блок осушки и далее в газопровод. По трубопроводу 18 смесь нефти и газа поступает на вторую ступень сепарации 13, где происходит разделение этих фаз при абсолютном давлении 0,11 МПа. Низконапорный газ из сепаратора 13 при обычной схеме сжигался бы на факеле 11. Но после установки струйных компрессоров 9, 10 газ утилизируется путем его перекачки по трубопроводу 12 через струйный компрессор 10 в трубопровод 14 (струйный компрессор 9 является резервным). Таким образом, низконапорный газ из сепаратора 13 попадает в сепаратор 20 и далее через трубопровод 23 в систему осушки и в газопровод. Нефть из сепаратора 13 отводится в резервуар 25.

Условия работы струйных компрессоров: давление в аппаратах дополнительной очистки воды составляет 0,25–0,4 МПа, давление в первой ступени сепарации установки подготовки нефти 0,6 МПа.

Давление рабочей жидкости изменяется от 6 до 11 МПа. Расчетная производительность компрессора, подключенного к аппаратам очистки воды: при перекачке газа до 100 м³/ч, при перекачке нефти и водонефтяной смеси до 10 м³/ч. Производительность компрессора, подключенного к последней ступени сепарации на установке подготовки нефти, до 12 000 м³/сут.

Детали проточной части струйных компрессоров были заменены после 5000–9000 ч работы. Накопленная в процессе эксплуатации научная и техническая информация позволяет обосновать возможные пути совершенствования конструкций струйных компрессоров, для работы в системах промышленного сбора и подготовки нефти и газа.

Как было показано в работе [176] и в первом разделе настоящей книги, нефтяные месторождения, открытые в юго-западном районе Оренбургской области, являются уникальными по содержанию легких углеводородов.

Так, на Зайкинском, Росташинском, Гаршинском месторождениях значение газового фактора достигает 1200 м³/т. Продуктивные пласты залегают на больших глубинах (4200–4600 м). При пластовом давлении до 54 МПа все добывающие скважины эксплуатируются фонтанным способом. За счет высокого пластового давления и значительной энергии растворенного в нефти газа, судя по расчетам, такие скважины могли бы фонтанировать и при значении обводненности добываемой жидкости 70 %. Однако снижение пластового давления и нестабильность водонефтяных эмульсий приводят к накоплению воды на забоях скважин. По этой причине происходит самопроизвольное глушение скважин.

Вместе с тем из-за постепенного снижения пластового давления ряд скважин прекращает фонтанировать, так как в системе нефтегазосбора поддерживается высокое давление, на уровне 4–5 МПа. Эксплуатация таких скважин фонтанным способом может быть продолжена, если техническими методами удастся обеспечить снижение давления в выкидных линиях скважин и нефте- сборных коллекторах.

Технически весьма сложна задача добычи нефти с высоким газовым фактором при падении пластового давления. Пока не найдено единственного и универсального технического решения. Поэтому остаются актуальными и поиск технологий, и разработка оборудования, которые помогли бы перейти к практическому решению проблемы механизированной добычи нефти с высоким газовым фактором.

Как показали промысловые исследования (В.Н. Елисеев, М.Н. Персиянцев, Ю.А. Сазонов, 1999 г.), выполненные в ОАО

"Оренбургнефть", в значительной степени эту задачу можно решить с применением струйных компрессорных установок.

Испытания проводились на скв. 1003 Зайкинского месторождения. С применением струйных компрессоров удалось снизить давление на устье скважины от 5,5 до 1,7 МПа. В период испытаний скважина возобновила фонтанирование, дебит составил 36–45 т в сутки при газовом факторе 457 м³/т.

Обычная струйная компрессорная установка содержит в своем составе струйный аппарат, силовой насос и сепаратор. Струйные аппараты, предназначенные для использования в системах нефтегазосбора, исследованы достаточно подробно, и за последние 20 лет значительно улучшены их технические характеристики. Вместе с тем на практике не всегда удается реализовать все потенциальные возможности струйного аппарата и КПД компрессорной установки в целом остается на низком уровне. Так, большинство серийно выпускаемых насосов не рассчитано на эксплуатацию при большом избыточном давлении на входе, на уровне 2–4 МПа. При замкнутой циркуляции рабочей жидкости крайне необходим именно такой режим работы силового насоса. Кроме того, необходимость использования сепараторов гравитационного типа увеличивает металлоемкость и стоимость всей компрессорной установки. По этим причинам до настоящего времени сдерживается широкое применение такого оборудования в нефтепромысловой практике. С учетом уникальных технических возможностей и перспективы применения струйной техники научные исследования продолжаются.

Намечена программа работ, направленная на усовершенствование жидкоструйной компрессорной установки в целом. Сформулированы первоочередные технические задачи, требующие своего решения.

Конструкция силового насоса должна быть усовершенствована с целью увеличения рабочего давления на входе насоса. При этом частичное попадание газа на него не должно приводить к срыву перекачки рабочей жидкости.

Необходимо усовершенствовать технологию сепарации газожидкостной смеси, выходящей из жидкоструйного компрессора, чтобы уменьшить значения объемных расходов жидкости в контурах циркуляции.

Следует усовершенствовать способ сжатия газа в жидкоструйном компрессоре. Как показали исследования, выполненные специалистами ОАО "Оренбургнефть", такие возможности существуют.

Отдельно необходимо рассматривать вопросы улучшения технологичности изготовления жидкоструйной компрессорной установки с целью уменьшения ее массы, габаритов, себестоимости, расходов на монтаж и эксплуатацию.

Комплексное решение перечисленных задач позволит существенно улучшить рабочие параметры компрессорной установки и технико-экономические показатели ее применения в системах нефтегазосбора на промыслах.

12.6. БЕЗДЫМНОЕ СЖИГАНИЕ ГАЗА

На нефтяных месторождениях ОАО "Оренбургнефть" из-за отсутствия достаточного количества компрессоров в системе сбора скважинной продукции продолжается сжигание газа на факелах. Неполное сгорание газа на факелах приводит к существенному загрязнению воздуха продуктами горения и ухудшает экологическую обстановку на площадях месторождений.

Для уменьшения загрязнения окружающей среды в результате использования такого несовершенного способа утилизации газа в ОАО "Оренбургнефть" предложен способ бездымного сжигания газа и разработано оборудование для практической реализации способа.

Факельная установка предназначена для сжигания сбрасываемых газов, состав и расход которых нередко колеблется в широких пределах, и должна обеспечивать требуемую полноту сгорания газов, т.е. в продуктах сгорания должны отсутствовать токсичные компоненты (кислоты, альдегиды), а также сажа.

Особенно много сажи выделяется при сжигании "сбросных" газов, содержащих тяжелые и непредельные углеводороды. Чтобы предотвратить образование сажи, необходимо подвести к пламени достаточное количество кислорода. Чаще всего к пламени подводят смесь водяного пара и атмосферного воздуха.

Для обеспечения бездымного сжигания горючих газов необходимый воздух подмешивают к горючему газу у сопла горелки, используя для этого энергию движущейся струи. Для поддержания стабильного горения применяют автоматическую распределительную систему, которая включает в работу определенное число сопел (горелок) в зависимости от расхода сбрасываемого газа. Если скорость сбрасываемого газа будет небольшой, то количество засасываемого воздуха будет недостаточным, что приводит к неполному сгоранию газа.

Турбулентность газового потока можно увеличить, подавая в поток сбрасываемых газов, например, дополнительный газ или водяной пар под повышенным давлением. В этом случае достигается более быстрое смешение газа с подсасываемым воздухом. В табл. 12.5 приведена теоретическая потребность в водяном паре для некоторых углеводородов, содержащихся в попутном газе.

Для устранения дымообразования с помощью внешнего источника энергии используют воздуходувку, подающую необходимое количество воздуха в поток сжигаемого газа. В этом случае воздуходувка должна обеспечивать хорошее перемешивание воздуха с газом при любой скорости подачи последнего в факел. Предусмотрена также автоматическая система перепуска для предотвращения охлаждения пламени избыточным воздухом и образования дыма при снижении расхода газа.

Бездымное сгорание наиболее успешно получается при подаче пара или распыленной воды. Водяной пар вдувают через трубку, введенную концентрически в факельную горелку и заканчивающуюся примерно в 1,5 м под устьем горелки. При этом струя направляется под углом 30 и 45° к вертикали. Следует отметить, что при подаче пара через кольцевой коллектор обеспечивается сравнительно низкая температура корпуса горелки (не выше 300 °С), что увеличивает срок его службы.

В пламени, возникающем при истечении газа в атмосферу, процессы смешения и горения протекают одновременно. Поэтому скорость горения в этих условиях в большей степени определяется скоростью смешения, чем скоростью химической реакции.

При горении выделяются зоны горения, газификации, образования сажи, а также зона, в которой реакции отсутствуют. Зона газификации состоит частично из образовавшихся при сгорании CO_2 и H_2O и частично из предварительно образовавшейся смеси горючего, воздуха

Таблица 12.5

Потребность в водяном паре для бездымного сжигания

Газ	Формула	Молекулярная масса	Соотношение масс водорода/углеводорода	Отношение вода/углекислый газ	Теплота сгорания, кДж/кг	Степень возможного сажеобразования, доли ед.	Потребность в паре, кг/кг
Метан	CH_4	16	0,333	0,82	50047	0	0
Этан	C_2H_6	30	0,250	0,615	47518	0,05	0,32
Пропан	C_3H_8	44	0,222	0,545	46388	0,12	0,78
Бутан	C_4H_{10}	58	0,208	0,513	45772	0,15	0,99
Пентан	C_5H_{12}	72	0,200	0,490	45383	0,18	1,15
Гексан	C_6H_{14}	86	0,194	0,473	45136	0,20	1,34

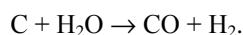
и водяного пара. В зоне, следующей за зоной газификации, образуется сажа, что обусловлено внешним воздействием реакционной зоны (зоны горения).

Частицы, образующиеся при неполном сгорании, состоят из углерода, кислорода и водорода. Анализ показал, что они содержат (в % (по массе)) около 96,2 углерода, 0,8 водорода и остальное кислород.

Для ликвидации зоны образования сажи следует увеличить концентрацию окислителя до такого значения, при котором весь углерод переходит в связанное состояние. Важным фактором также является температура в зонах газификации и образования сажи, поскольку с ростом температуры возрастает степень термического разложения углеводородов и увеличивается количество частиц дыма.

Если в дымящийся факел подавать распыленную воду или водяной пар, то количество частиц дыма уменьшается. При добавлении воды или пара температура в зоне горения снижается, что обусловлено разбавлением и перемешиванием газовой смеси, увеличением подсоса воздуха и лучшим его распределением в потоке сжигаемого газа, а также протеканием эндотермической реакции между углеродом и водяным паром. При снижении температуры в зоне горения увеличивается продолжительность протекания реакций окисления и снижается степень термического разложения углеводородов (табл. 12.6).

При подаче пара в дымовых газах сажа не содержится, что обусловлено более равномерным перемешиванием горючих газов с воздухом, а также образованием окиси углерода и водорода из сажи и водяного пара:



При сгорании окиси углерода и водорода образуется почти бесцветное пламя (бледно-голубое).

Таблица 12.6

Зависимость степени термического разложения углеводородов от температуры

Углеводород	Температура, °С	Степень разложения, %
Н-бутан	423	15–10
	647	57
Н-пентан	423	24–10
	600	30

Горелки могут быть разделены на снижающие дымообразование в результате охлаждения этой зоны. Независимо от способа снижения дымообразования горелки должны обеспечивать работу факельных устройств в широком диапазоне скоростей подачи газа на сжигание. Для расширения диапазона регулирования факельная горелка должна способствовать стабильности пламени и хорошему смешению газа с воздухом. Стабильность пламени достигается установкой запасных горелок вокруг факельной горелки (рис. 12.6) и стабилизирующего кольца над срезом факельной трубы. Для эффективного смешения

газа с воздухом требуется большая площадь контакта между ними. Это достигается использованием факельной горелки в виде сопла для повышения турбулентности или разделением газового потока на множество струй с помощью большого числа горелок или одной горелки с большим числом выходных отверстий.

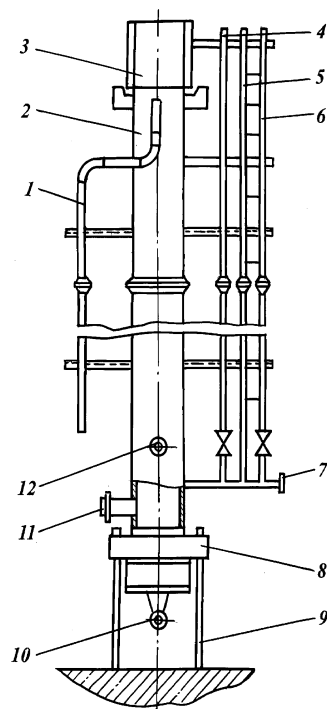


Рис. 12.6. Устройство факельной трубы для бездымного сжигания факельных газов:

1 – паропровод; 2 – факельная труба; 3 – факельная горелка; 4 – дежурная горелка; 5 – электрозапал; 6 – устройство "бегущее" пламя; 7 – штуцер для подачи топливного газа; 8 – опора; 9 – стойка; 10 – штуцер для выхода конденсата; 11 – штуцер для ввода газа; 12 – штуцер для подачи пара

Чтобы бездымное горение достигалось при минимальном уровне шума, т.е. при наименьшем расходе воздуха, размер

турбулентной зоны должен быть минимальным. Процесс горения должен происходить выше факельной горелки, так как в этом случае продолжительность ее работы возрастает.

Необходимость защиты окружающей среды от вредных выбросов требует использования факельных устройств с широким диапазоном

регулирования параметров процесса горения. С этой целью устанавливают большое число факельных горелок на одной трубе.

Капитальные и эксплуатационные затраты на конкретную факельную установку зависят от вида энергоснабжения (воздух, вода, пар или газ), типа производства, размеров самой факельной установки и частоты ее включения. Относительная стоимость оборудования (зажигающих устройств, дежурных горелок, вспомогательного оборудования, воздуходувок для принудительной подачи воздуха), используемого для бездымного сжигания газов, практически не зависит от диаметра факельных труб, за исключением системы с принудительной подачей воздуха.