

Глава 8

СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ НА ПРОМЫСЛЕ

8.1. Сбор и транспорт нефти и газа на промысле

В настоящее время обустройство нефтяных месторождений осуществляется с применением напорных герметизированных систем сбора и подготовки скважин, основными элементами которых являются добывающие скважины, автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), дожимные насосные станции (ДНС) или сепарационные установки с насосной откачкой, а также центральный пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦППН). Элементы системы связаны между собой с помощью трубопроводов: от добывающих скважин к АГЗУ газожидкостная смесь подается по выкидным линиям диаметром 73–114 мм, дальнейшая транспортировка продукции осуществляется по коллекторам большого диаметра.

Схема сбора и подготовки зависит от площади месторождения, дебитов скважин, физико-химических свойств перекачиваемой жидкости, рельефа местности и природных условий. Так, в одних случаях продукция разделяется на АГЗУ на обводненную и безводную, а в других она транспортируется после АГЗУ по единому коллектору. На некоторых месторождениях к ДНС подходят коллекторы от нескольких АГЗУ, на других на каждой АГЗУ установлен сепаратор первой ступени, и жидкость транспортируется на ЦППН либо дожимными насосами, либо за счет давления в линии. На небольших по площади месторождениях АГЗУ и ЦППН могут быть расположены на одной площадке.

Принцип работы элементов системы на всех месторождениях одинаковый: на АГЗУ фазы не разделяются.

Первая ступень сепарации осуществляется на ДНС, в результате газ отводится по отдельному коллектору. Кроме того,

может проводиться предварительный сброс воды с закачкой ее в нагнетательные или поглощающие скважины, а вторая – на ЦППН.

Технологические процессы подготовки нефти для всех систем сбора аналогичны: сепарация или разделение фаз, деэмульсация продукции, обессоливание, стабилизация нефти.

Последний процесс обычно осуществляется параллельно с деэмульсацией и обессоливанием.

Исходя из физических процессов, протекающих при подготовке нефти, оборудование для систем изготавливают в блочном исполнении; вместо деэмульсационных и обессоливающих установок, в которых процессы нагрева и отстоя совмещены, сейчас выпускают нагреватели и отстойники. Комбинируя нагреватели и отстойники разной пропускной способности и различного исполнения, находят рациональный процесс подготовки нефти для условий данного месторождения.

Основным оборудованием системы сбора являются: выкидные линии и коллекторы, автоматизированные групповые замерные установки, путевые подогреватели, дожимные насосные станции.

Для промысловых коммуникаций используют трубопроводы из бесшовных горячекатаных труб.

Приведем классификацию трубопроводов на промысле:

- по виду перекачиваемого продукта – нефте-, газо-, нефтегазо-, водо- и паропроводы, а также канализационные трубы;

- по назначению – самотечные, напорные и смешанные;

- по рабочему давлению – низкого (до 0,6 МПа), среднего (до 1,6 МПа) и высокого (свыше 1,6 МПа) давления;

- по способу прокладки – подземные, надземные и подводные;

- по функции – выкидные (от устьев скважин до групповой установки), сборные коллекторы (принимающие продукцию от нескольких трубопроводов) и товарные (транспортирующие товарную продукцию);

- по способу изготовления – сварные и сборные;

- по форме расположения – линейные (сборный коллектор представляет собой одну линию), кольцевые (сборный коллектор представляет собой замкнутую кольцевую линию) и лучевые (сборные коллекторы сходятся лучами к одному пункту).

На месторождениях наиболее распространены трубопроводы диаметром от 75 до 350 мм.

При монтаже некоторых узлов применяют фланцевые соединения.

Выбор трубопровода должен быть обоснован технико-экономическими расчетами.

Трубопроводная арматура разделяется на три группы: запорная, регулирующая, предохранительная.

Назначение запорной арматуры – разобщение участков трубопроводов и отключение от трубопроводов разных технологических установок. Она устанавливается в начале и конце каждого трубопровода, а также в местах соединения со сборными коллекторами. К запорной арматуре относятся задвижки, краны, вентили, обратные клапаны. Кран – запорное устройство, проходное сечение которого открывается и закрывается при повороте пробки вокруг своей оси. Вентиль – запорное устройство, в котором при повороте шпинделя клапан, насаженный на нем, перемещается вдоль оси седла. В конце трубопроводов, подключенных к групповым установкам или сборным коллекторам, устанавливают обратные клапаны, которые предназначены для отключения трубопровода в случае изменения направления движения жидкости.

Назначение регулирующей арматуры трубопроводов (регуляторов давления) – поддержание пластового давления в трубопроводе до регулятора или после него. Она устанавливается, как правило, на газопроводах для обеспечения постоянного давления на приеме компрессоров или в конечных точках газопроводов.

Назначение предохранительной арматуры – предохранение трубопроводов или аппаратов от разрыва при повышении давления. К предохранительной арматуре относятся предохранительные клапаны различных конструкций (рычажные, пружинные и др.).

Транспорт попутного газа на площадях нефтяных месторождений осуществляется по газопроводам.

Газопроводы, по которым газ поступает на прием компрессорной станции, называются подводящими, а по которым подводится к компрессорам – нагнетательными. Газопроводы, в которые поступает газ по нескольким трубопроводам, называются газосборными коллекторами. Конфигурация газосборного коллектора зависит от числа сепарационных установок, их размещения на месторождении и системы сбора и транспорта нефти и газа. Коллектор должен быть экономически целесообразным, обеспечивать бесперебойную подачу газа, а также быть маневренным и удобным в обслуживании.

Расход жидкости или газа по трубопроводу определяют при помощи дифференциальных манометров.

Блочные автоматизированные групповые замерные установки предназначены: для автоматического измерения дебита скважин при однотрубной системе сбора нефти и газа; для

контроля за работой скважины по наличию подачи жидкости; для автоматической или по команде с диспетчерского пункта блокировки скважин или остановки в целом при возникновении аварийных ситуаций. На нефтяных месторождениях широко применяются блочные АГЗУ типа “Спутник”.

За последние годы объем парафинистых и высоковязких нефтей в общей добыче нефти возрастает, что связано с открытием и вводом в разработку месторождений на п-ове Мангышлак, в Казахстане, Туркменистане, Коми и других районах.

С понижением температуры нефти растворенный в ней парафин начинает кристаллизоваться. При этом резко возрастает вязкость нефти, особенно после кратковременного прекращения перекачки. Поэтому возникает необходимость при перекачке таких нефтей увеличивать мощность насосных станций, строить специальные установки для подогрева нефти, увеличивать диаметр трубопроводов, добавлять к нефти различные присадки, разбавлять ее нефтепродуктами и т.д.

При транспорте неразгазированной нефти уменьшаются возможности образования и отложения парафина.

Практика эксплуатации показывает, что при совместном сборе нефти и газа одним из основных направлений борьбы с парафином являются снижение до минимума потерь тепла и поддержание оптимальной температуры при добыче и транспорте продукции скважин. На это влияют глубина заложения трубопровода, его теплоизоляция, режим перекачки и подогрев продукции.

Рассмотрим элементы путевого подогрева продукции скважин. В выкидных линиях продукция подогревается устьевыми (типа ПП) и трубопроводными типа ПТ подогревателями.

Блочная газовая печь УН-0,2 и подогреватель нефти ПТТ-0,2 работают на газе. Пропускная способность подогревателя по жидкости при ее нагреве до 70 °С составляет 100 т/сут, рабочее давление – до 1,6 МПа, расход газа – 25 м³/ч.

Пропускная способность путевых подогревателей ПП-0,4, ПП-0,63 и ПП-1,6 по жидкости при ее нагреве на 25 °С составляет соответственно 750, 1150 и 2350 т/сут при расходе газа соответственно 45, 75 и 180 м³/ч.

Пропускная способность трубопроводного подогревателя ПТ-160/100 по жидкости при ее нагреве до 70 °С составляет 500 м³/сут, расход газа – 300 м³/ч.

Дожимные насосные станции предназначены для осуществления первой ступени сепарации нефти из газа в целях дальнейшего раздельного транспорта нефти центробежными насосами, а газа под давлением сепарации.

Дожимные насосные станции выпускаются в блочном исполнении двух типов.

К первому типу относятся ДНС на базе сепарационных установок с насосной откачкой блочной насосной (БН). Разработано 12 типоразмеров блоков: от БН-500-9 до БН-2000-26. Шифр блока: БН – блочная насосная; первое число – подача насоса по жидкости в м³/сут; второе – давление нагнетания в МПа. Из блоков komponуются дожимные насосные станции различных подач и напора. Станция состоит из технологического, щитового, канализационного блоков и свечи аварийного сброса газа. Технологический блок включает технологическую емкость и гидроциклоны, один из которых резервный.

Ко второму типу относятся ДНС-7000, ДНС-14000, ДНС-20000, где число указывает на подачу насосных агрегатов в м³/сут. Давление нагнетания насосов 1,9–2,8 МПа. Технологическая единица состоит из блока буферной емкости (где осуществляется сепарация газа) и блока насоса 8НД-9×3. В указанных ДНС имеются соответственно две, три, четыре технологические единицы, причем в каждой станции одна технологическая единица резервная. Помимо этого, ДНС включает: блоки сбора и откачки утечек нефти, низковольтной аппаратуры и КИПиА, а также распределительное устройство и свечу аварийного сброса газа.

8.2. Замерные установки систем нефтегазосбора

Для контроля за разработкой месторождений на каждой скважине необходимо замерять дебиты нефти, воды и газа. Кроме того, следует знать количество механических примесей в продукции скважины. Эти данные дают возможность контролировать режим эксплуатации скважин и месторождения в целом, что позволяет принимать нужные меры по ликвидации возможных отклонений. Так, при увеличении механических примесей в продукции скважины может возникнуть разрушение призабойной зоны. Следовательно, необходимо или изменить режим работы, или закрепить призабойную зону.

Для измерения дебита применяют сепарационно-замерные установки. Для измерения количества каждого компонента продукции скважины сначала следует отделить их друг от друга, т.е. необходим процесс сепарации. На практике используют индивидуальные и групповые сепарационно-замерные установки.

Индивидуальная сепарационно-замерная установка обслуживает только одну скважину. Она состоит из одного газосепаратора (трапа), мерника и трубопроводной обвязки. Продукция скважины по выкидной линии поступает в газосепаратор, где газ отделяется от нефти, а затем нефть направляется в сборный коллектор или мерник для замера. Газ поступает в газосборную сеть. В мернике после отстоя вода и механические примеси осаждаются на дне и периодически удаляются через отвод. Количество (объем) продукции скважины измеряют в мернике деревянной или алюминиевой рейкой либо стальной рулеткой с поплавком на конце. Поплавок опускают до уровня и измеряют высоту пустого пространства от уровня до крыши. Замер заключается в определении высоты наполнения мерника за какой-то промежуток времени. На рейке и рулетке нанесены деления в сантиметрах. Для каждого мерника имеется калибровочная таблица объемов жидкости в зависимости от уровня взлива. После замера нефть направляется в сборный коллектор насосом (при напорной системе сбора).

Количество газа измеряют специальными устройствами и приборами на выкиде газовой линии после газосепаратора.

Групповая сепарационно-замерная установка самотечной системы (ГСЗУ) обслуживает несколько скважин. Она состоит из газосепараторов первой и второй ступеней, замерного газосепаратора, мерника, распределительной батареи (гребенки) и трубопроводов.

Продукция из скважин (фонтанных, газлифтных, насосных) направляется в распределительную батарею. При включении одной скважины на замер, продукция всех других скважин смешивается и поступает в сборный коллектор без замера.

Замер осуществляется аналогично замеру в индивидуальной сепарационно-замерной установке. Поступившая в сборный коллектор продукция остальных скважин направляется последовательно в газосепаратор первой и второй ступеней, при этом возможен отбор газа из каждой ступени сепарации. Нефть из сепаратора второй ступени поступает в самотечный сборный коллектор.

Для измерения небольшого дебита скважин используют замерный трап, который оборудован замерными стеклами и рейкой. По уровню нефти в стеклянной трубке судят о дебите скважины.

Групповая сепарационно-замерная установка системы Бароняна – Везирова состоит из замерного трапа, распределительной батареи, манифольда и аппаратуры. Продукция скважины

направляется в **газосепаратор** для отделения газа от нефти. При выходе из газосепаратора газ смешивается с нефтью и по единому трубопроводу поступает на сепарацию. Количество нефти замеряют при помощи замерных стекол, монтируемых на газосепараторе, а количество газа – приборами на газовой линии после сепаратора. Продукция остальных скважин при этом, минуя ГСЗУ, направляется на сепарацию.

В современных напорных герметизированных системах сбора и транспорта продукции скважины используют автоматизированные сепарационно-замерные установки АСЗГУ (типов ЗУГ, “Спутник”, АГЗУ и т.п.).

Автоматизированная сепарационно-замерная установка “Спутник-А” (рис. 8.1) предназначена для автоматического замера дебита скважин, контроля за их работой, а также автоматической блокировки коллекторов при аварийном состоянии технологического процесса. Расчетное давление контроля и блокировки составляет 1,6 и 4 МПа (16 и 40 кг/см²).

Установка состоит из следующих узлов: 1) многоходового

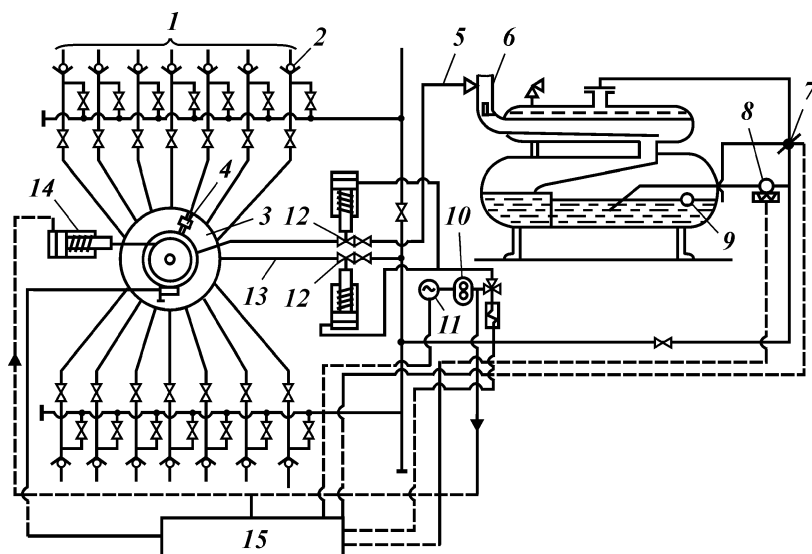


Рис. 8.1. Схема установки “Спутник-А”:

1 – выкидные линии; 2 – специальные обратные клапаны; 3 – многоходовой переключатель скважин ПСМ; 4 – каретка роторного переключателя скважин; 5 – замерный патрубок; 6 – гидроциклонный сепаратор; 7 – заслонка, 8 – турбинный счетчик; 9 – поплавковый регулятор уровня; 10 – гидропривод; 11 – электродвигатель; 12 – отсекатели; 13 – сборный коллектор; 14 – силовой цилиндр; 15 – БМА

переключателя скважин, 2) установки измерения дебита, 3) гидропривода, 4) отсекаелей, 5) блока местной автоматизации (БМА).

Процесс работы установок заключается в следующем.

Продукция скважин по выкидным линиям подается в многоходовой переключатель, который действует как вручную, так и автоматически. Каждому положению этого переключателя соответствует подача на замер продукции одной скважины. Продукция данной скважины направляется в газосепаратор, состоящий из верхней и нижней емкостей. Продукция остальных скважин, минуя газосепаратор, направляется в сборный коллектор.

Нефть из верхней емкости газосепаратора перетекает в нижнюю, здесь ее уровень повышается, и при определенном положении поплавка закрывается заслонка на газовой линии газосепаратора. Давление в газосепараторе повышается, и нефть начинает поступать через счетчик-расходомер в сборный коллектор. После этого уровень жидкости и нижней емкости снижается, поплавок опускается с открытием заслонки газовой линии, после чего процесс повторяется. Продолжительность этого цикла зависит от дебита скважины.

В блоке местной автоматизации регистрируются накапливаемые объемы жидкости, прошедшей через счетчик-расходомер (СР).

Следующая скважина включается на замер по команде с БМА с помощью гидропривода. Параметры установок типа “Спутник” приведены в табл. 8.1.

Установка “Спутник-А” работает по определенной (заданной) программе, при этом каждая скважина поочередно включается на замер на определенное время.

Счетчик-расходомер является одновременно сигнализатором

Т а б л и ц а 8.1
Параметры установок типа “Спутник”

Параметры	А-16-14-400	АМ-25-10-1500	АМ-40-14-400	Б-40-14-500	ВРМ-40-400
Число подключенных скважин	14	10	14	14	14
Рабочее давление, МПа	1,6	2,5	4	4	4
Пределы измерения по жидкости, м ³ /сут	10–400	10–1500	10–400	5–400	25–400
Пропускная способность, м ³ /сут	4000	10 000	4000	4000	4000
Погрешность измерения по жидкости, %	±2	±2,5	±2,5	±2,5	±2,5

подачи скважин. В установке предусмотрена возможность измерения количества газа с помощью диафрагмы, установленной в газосепараторе (см. рис. 8.1).

Кроме установки “Спутник-А”, применяются установки “Спутник-Б” и “Спутник-В”. В некоторых из этих установок используются автоматические влагомеры непрерывного действия для определения содержания воды в продукции скважины, а также для автоматического измерения количества газа. При отсутствии влагомера измерения проводятся с помощью прибора Дина – Старка. Пробу нефти отбирают из выкидной линии через краники или вентили.

Количество газа по каждой скважине на АГСЗУ измеряется дифференциальными манометрами и диафрагмами.

После автоматического измерения продукции по каждой скважине смесь жидкости и газа направляется на установки сепарации, откуда – на установку подготовки нефти. Здесь расход газа измеряют самопишущими расходомерами ДП-430 и ДП-632. Механические примеси в нефти определяют по простой методике: пробу нефти разбавляют бензином, фильтруют, высушивают и твердый остаток взвешивают. Количество солей в нефти устанавливается лабораторным анализом.

8.3. Установки для подготовки нефти, воды и газа

На разных стадиях разработки нефтяных месторождений содержание воды в нефти колеблется от практически безводной до 98–99 %. При движении нефти и воды по стволу скважины и трубопроводам происходит их взаимное перемешивание, в результате чего образуются эмульсии ввиду наличия в нефти особых веществ – природных эмульгаторов (асфальтенов, смол и т.д.). Кроме высокоминерализованной воды в нефти во взвешенном состоянии могут содержаться кристаллики солей. Вода, соли и механические примеси загрязняют нефть и вызывают непроизводительную загрузку трубопроводного транспорта. При транспорте загрязненной нефти засоряются транспортные коммуникации, оборудование, аппаратура, резервуары и, кроме того, уменьшается полезный объем трубопроводов и резервуаров. При содержании в нефти воды и солей снижается производительность технологических установок нефтепереработки, нарушается технологический режим работы отдельных установок и аппаратов, ухудшается качество нефтепродуктов. Особенно опасно содержание солей в сер-

нистых нефтях – сероводород с хлористым водородом особо коррозионны. Поэтому добываемую нефть необходимо освободить от воды, солей и механических примесей как можно раньше, с момента образования эмульсии, не допуская ее старения.

Для обезвоживания и обессоливания нефтей используют **установки подготовки нефти (УПН)**. Кроме того, на этих установках проводятся мероприятия по снижению способности нефти к испарению (с целью уменьшения потерь легких углеводородов), т.е. осуществляется **стабилизация нефти**.

Наиболее целесообразно устанавливать УПН в пунктах максимальной концентрации нефти на промысле, например в товарных парках. С учетом принятой схемы сбора и транспорта нефти и газа следует предусмотреть возможность подготовки нефти на другом месторождении, если на данном месторождении произойдет авария.

Добываемая с нефтью пластовая вода с растворенными в ней солями подлежит удалению на промыслах. При этом основными процессами являются **обезвоживание и обессоливание**. Основная масса солей удаляется вместе с водой в процессе обезвоживания. Однако для предотвращения коррозии оборудования, образования солевых отложений и других нарушений в процессах переработки нефти необходимо ее глубокое обессоливание. Перед обессоливанием в нефть подается пресная вода, в результате чего образуется искусственная эмульсия, которая затем подвергается разрушению.

Процесс разрушения нефтяных эмульсий заключается в слиянии капель диспергированной в нефти воды в присутствии деэмульгатора и осаждении укрупнившихся капель.

Деэмульгаторы – это поверхностно-активные вещества, которые адсорбируются на поверхности глобул воды и образуют адсорбционный слой со значительно меньшей механической прочностью, что облегчает слияние капель и способствует разрушению нефтяных эмульсий.

Применяются следующие типы деэмульгаторов: дипроксамин, проксамин, дисолван, сепарол, полиакриламид, оксиэтилированный препарат ОП и др.

Деэмульгатор должен выполнять следующие требования:

быть высокоактивным при малых удельных его расходах;

хорошо растворяться в воде или нефти;

быть дешевым и транспортабельным;

не ухудшать качества нефти;

не менять своих свойств при изменении температуры.

Эффект деэмульсации зависит от интенсивности переме-

шивания деэмульгатора с эмульсией и температуры смеси. Подача деэмульгаторов проводится дозировочными насосами.

Основные способы обезвоживания и обессоливания: 1) холодный отстой, 2) термохимические, 3) электрические.

Холодный отстой заключается в том, что в нефть вводят деэмульгатор и в результате отстоя в сырьевых резервуарах из нефти выпадает свободная вода.

Характерная особенность процесса – отсутствие расхода тепла на указанный процесс.

Термохимическое обезвоживание и обессоливание основано на нагреве эмульсии и химическом воздействии на нее деэмульгаторов. При нагреве эмульсии ее вязкость снижается, что облегчает отделение воды. Принципиальная схема термохимического обезвоживания и обессоливания представлена на рис. 8.2.

Обводненная нефть (сырая) поступает в сырьевой резервуар 1, откуда насосом 3 перекачивается в теплообменники 4. Здесь она подогревается до 40–60 °С и далее поступает в паровой подогреватель 5, где подогревается паром до 70–100 °С. Дозировочный насос 7 непрерывно из бачка 6 подкачивает деэмульгатор через смеситель 2 в эмульсию. Обработанная деэмульгатором и подогретая эмульсия направляется в отстойник 9, где вода отделяется от нефти и отводится в виде сточных вод. Из отстойника 9 обезвоженная и нагретая нефть через теплообменники 4 и холодильники 8 поступает в товарные резервуары 10, а затем направляется на переработку по нефтепроводу. В теплообменниках 4 нагретая нефть отдает тепло холодной нефти, после чего дополнительно охлаждается в холодильниках 8.

Термохимические установки эксплуатируются под атмо-

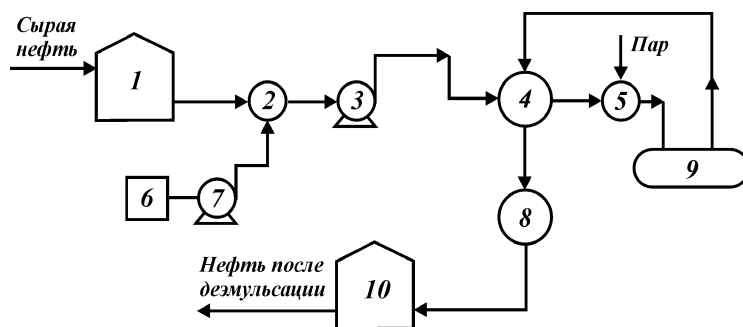


Рис. 8.2. Схема термохимического обезвоживания и обессоливания

сферным и избыточным давлением, а также с промывкой горячей водой. В некоторых случаях вода из отстойников направляется в смеситель, или после теплообменников эмульсия направляется в колонну-контактор, куда подаются горячая вода и деэмульгатор.

Также применяются комбинированные аппараты, в которых совмещены процессы подогрева, регенерации тепла нефти и отстоя при обезвоживании и обессоливании нефти. К ним относятся: подогреватель-деэмульгатор СП-2000 (Башни-пинефть), КБ НГП (г. Саратов), УДО-2М и НОГ (Гипровостокнефть). Они размещаются на участках крупных месторождений, а также на центральных установках подготовки нефти. Работа таких аппаратов полностью автоматизирована.

Электрическое обезвоживание и обессоливание основано на появлении разноименных электрических зарядов на противоположных концах каждой капельки воды, а также на взаимном притяжении этих капелек и разрушении пленок нефти между этими капельками в результате действия электрического поля.

Между двумя электродами, при токе высокого напряжения, пропускают нефтяную эмульсию, и при этом укрупняемые капли воды оседают на дно сосуда.

На практике применяют также установки, объединяющие термохимическое обезвоживание с электрическим. Принципиальная схема такой установки приводится на рис. 8.3.

Сырая нефть вместе с деэмульгатором поступает на прием насоса 1 и через теплообменник 2 и подогреватель 3 направляется в отстойники 4 (термохимической части установки), откуда под остаточным давлением поступает в электроде-

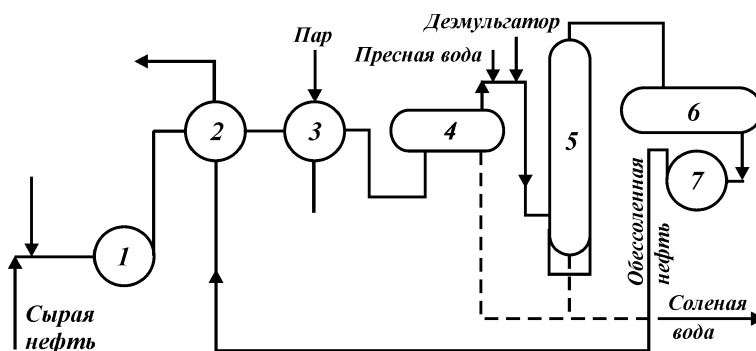


Рис. 8.3. Схема электрообессоливающей установки

гидратор 5. Перед попаданием в электродегидратор 5 в нефть вводятся деэмульгатор и пресная вода.

В электродегидраторе 5 происходят разрушение эмульсий и выпадение освобожденной воды в процессе отстоя. Затем обессоленная нефть направляется в промежуточную емкость 6, а отсюда насосом 7 через теплообменники – в товарные резервуары.

Вода из отстойников 4 и электродегидраторов 5 сбрасывается в виде сточных вод.

Для более глубокого обезвоживания и обессоливания можно устанавливать несколько электродегидраторов, которые по форме могут быть горизонтальными, вертикальными, сферическими и др.

Таким образом, основными технологическими аппаратами и оборудованием установок обезвоживания и обессоливания являются теплообменники, подогреватели, отстойники, электродегидраторы, резервуары, насосы, сепараторы-деэмульгаторы.

При эксплуатации нефтяных месторождений применяется также трубная деэмульсация, которая заключается в том, что в трубопроводные сети, транспортирующие нефть на месторождении, вводят деэмульгатор. Отделение воды от нефти осуществляется в специальных резервуарах-отстойниках. Этот процесс обычно проводят в случаях совместного движения эмульсии и деэмульгатора в течение не менее 4 ч.

При транспорте нефти в результате ее испарения возможны потери легких фракций, для предупреждения которых необходима стабилизация нефти, т.е. отделение из нефти наиболее легких углеводородов (этан, пропан, бутан).

Процесс стабилизации заключается в том, что нефть подогревают до температуры 80–120 °С в специальной стабилизационной колонне и отделяют легкие фракции. После этого они охлаждаются и конденсируются. Продукты стабилизации направляют на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), а нефть – на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ).

Обычно стабилизационные установки размещают в районе товарных резервуарных парков или на нефтесборном пункте данного месторождения после установок обезвоживания и обессоливания.

Принципиальная схема стабилизационной установки приводится на рис. 8.4.

Насос 1 забирает нефть из сырьевых резервуаров и через теплообменник 2 подает ее на установку обезвоживания и обессоливания 3. Из установки обезвоживания и обессоливания нефть через подогреватель 5, где нагревается до температуры 80–120 °С, поступает в стабилизационную колонну 6. Здесь из

8.4. Оборудование для сбора и подготовки нефти, газа и воды

Продукция скважин подлежит разделению на составляющие: нефть, воду и газ. Основным оборудованием для этого являются сепараторы.

В настоящее время выпускаются горизонтальные сепараторы различного объема. Кроме того, используются двухфазные сепараторы-отделители газа от жидкости типов НГС и УРХ, а также трехфазные сепарационные установки типа УПС, отделяющие и сбрасывающие свободную воду. Сепараторы устанавливаются на центральном пункте подготовки нефти и являются сепараторами первой ступени на месторождениях, где продукция скважин подается на ЦППН от скважин, или сепараторами второй ступени на крупных месторождениях с дополнительными насосными станциями. Установки типа НГС используются и на последующих ступенях, включая горячую сепарацию на последней ступени под вакуумом. Сепараторы типа УБС применяются в основном как сепараторы первой ступени.

Условное обозначение сепараторов типа НГС следующее: НГС – нефтегазовый горизонтальный сепаратор; первое число – рабочее давление в кгс/см² второе – диаметр сепаратора в мм. По проекту пропускная способность по нефти сепараторов НГС-6-1400 и НГС-40-3000 – 2000 и 3000 т/сут, а по газу – 150 и 4400 тыс. м³/сут, соответственно. Фактическая пропускная способность в 3 раза меньше проектной.

Сепараторы типа УБС являются установками с предварительным отбором газа. Предварительное разделение газожидкостной смеси происходит на конечном участке трубопровода и в депульсаторе, откуда и отводится отделившийся газ. Выпускаемые типоразмеры сепараторов (с каплеуловителем выносного типа) от УБС-1500/6 до УБС-16000/16.

Условное обозначение сепараторов типа УБС следующее: УБС – установка блочная сепарационная; первое число – пропускная способность по жидкости в м³/сут; второе – допустимое рабочее давление (в тыс./см²). Паспортная пропускная способность по жидкости обеспечивается при газовом факторе до 120 м³/т.

Установка типа УПС (установка с предварительным сбросом воды) предназначена для отделения газа от обводненной нефти и сброса пластовой воды с одновременным учетом количества обезвоженной нефти и воды.

При установке УПС на первой ступени сепарации монтируется узел предварительного сброса газа депульсации. Установка УПС-10000/6М (УПС-1000/16М) обычно устанавливается после сепаратора первой ступени и может разделять жидкость на несколько потоков для дальнейшей обработки.

Продукция, поступающая на УПС, может иметь газовый фактор до 90–120 м³/т и обводненность до 90 %. После установки обводненность продукции составляет 20–30 %.

Нагреватели и печи предназначены для подогрева нефтяных эмульсий перед блоками глубокого обезвоживания и обессоливания. Параметры нефтяных нагревателей и печей приведены в табл. 8.3.

Нагреватели типа НН рассчитаны на нагрев эмульсий, вода в которых не вызывает отложений солей. Нагреватель БН-2М и печь ПТБ-10 применяются для нагрева нефтяных эмульсий с возможностью отложения солей и наличием механических примесей.

Отстойники предназначены для отстоя нефтяных эмульсий, разделения их на нефть и пластовую воду после нагрева эмульсий в блочных или стационарных печах. Выпускаются горизонтальные отстойники ОГ-200, ОГ-200С, ОВД-200 и ОБН-3000/6.

Условное обозначение отстойников типа ОГ следующее: ОГ – отстойник горизонтальный; цифры – объем в м³; С – с сепарационным отсеком (отделение газа).

Условное обозначение отстойников типов ОВД и ОБН следующее: ОВД – отстойник с вертикальным движением жидкости; ОБН – отстойник блочный нефтяной; 3000 – пропускная способность в м³/сут; 6 – рабочее давление в кгс/см².

В аппаратах ОГ-200, ОГ-200С, ОВД-200 осуществляется нижний распределительный ввод эмульсии. Принцип работы отстойников основан на гравитационном распределении и **эф-**

Таблица 8.3

Параметры	НН-2,5	НН-6,3	БН-2М	ПТБ-10
Пропускная способность по жидкости с обводненностью 30 %, т/сут	3000	9000	2600–4500	3600*
Рабочее давление, МПа	0,4	0,6	0,6	0,4
Температура нагрева, °С	60	50–70	80	80
Теплопроизводительность, мДж/ч	13 400	26 400	22 600	41 900
Расход газа, м ³ /ч	360	800	800	1600
* Пропускная способность по воде.				

фекте проливки эмульсии. Их пропускная способность по сы-
рью составляет 4000–8000 м³/сут.

Принцип работы отстойников типа ОБН основан на гравита-
ционном отстое при относительно горизонтальном движении
в разделении эмульсии на нефть и воду. Их пропускная спо-
собность по сырию составляет от 3000 до 6000 м³/сут.

Электродегидратор ЭГ-200-10 предназначен для глубокого
обезвоживания и обессоливания на установках подготовки
нефти.

Условное обозначение следующее: первые цифры – объем в
м³; вторые цифры – рабочее давление в кгс/см².

Электродегидратор представляет отстойник ОВД-200 с вво-
дом двух горизонтальных электродов, на которые подается на-
пряжение до 44 кВ промышленной частоты. На вход раздели-
тельных аппаратов подается эмульсия с обводненностью до 30 %
и температурой до 100 °С. Обводненность выходящей нефти
составляет не более 0,5 %. Пропускная способность электроде-
гидратора по сырию составляет 12 000 м³/сут.

Для сбора, хранения и учета нефти применяют **резервуа-
ры**, форма которых может быть разнообразной: цилиндричес-
кой (горизонтальные и вертикальные), прямоугольной и сфе-
рической. Строят их подземными, полуподземными и наземны-
ми.

Подземные и полуподземные резервуары сооружают только
железобетонными. Наиболее известны вертикальные стальные
резервуары (табл. 8.4).

Каждый **резервуар** снабжается лестницей для осмотра обо-
рудования, отбора проб и контроля за уровнем нефтепродукта.
На резервуаре у места присоединения лестницы оборудуется

Т а б л и ц а 8.4
П а р а м е т р ы в е р т и к а л ь н ы х с т а л ь н ы х р е з е р в у а р о в

Резервуар	Фактический объем, м ³	Внутренний резервуар, диа- метр, мм	Высота корпуса, мм
PBC-100	104	4730	5920
PBC-200	204	6630	5920
PBC-300	332	7580	7375
PBC-400	421	8530	7375
PBC-700	757	10 430	8845
PBC-1000	1056	12 320	8845
PBC-2000	2135	15 180	11 805
PBC-3000	3340	18 980	11 825
PBC-5000	4832	22 790	11 845
PBC-10000	10 950	34 200	11 920

замерная площадка, на которой устанавливают замерные приспособления и дыхательную арматуру резервуара.

Замерный люк предназначен для замера в резервуаре уровней нефтепродукта и подтоварной воды, а также для отбора проб при помощи пробоотборника. Внутри люка расположена направляющая алюминиевая или медная колодка, по которой спускают в резервуар замерную ленту с лотом. На нижнем поясе резервуара предусмотрен люк-лаз для входа обслуживающего персонала внутрь резервуара при его очистке и ремонте.

Имеется световой люк, который предназначен для проветривания резервуара перед его зачисткой. К этому люку прикрепляется запасной трос управления “хлопушкой” на случай обрыва рабочего троса. “Хлопушка” – тип обратного клапана для налива.

При выдаче нефтепродукта из резервуара крышка “хлопушки” открывается принудительно при помощи лебедок.

Дыхательный клапан служит для сообщения пространства внутри резервуара с атмосферой. Этот клапан представляет собой литую коробку (чугунную или алюминиевую), в которой расположены два клапана: один клапан открывается при повышении давления в газовом пространстве резервуара и обеспечивает выход газа в атмосферу при наливке, а второй – при разряжении (выдаче) обеспечивает доступ воздуха в резервуар. Иногда используют гидравлические предохранительные клапаны. Между резервуаром и дыхательным или гидравлическим клапаном устанавливают огневые предохранители. Они предотвращают проникновение пламени в газовое пространство резервуара. Для спуска из резервуара подтоварной воды применяется сифонный кран, представляющий собой трубу, пропущенную через сальник внутрь резервуара. Кроме этих устройств, каждый резервуар оснащается специальной противопожарной аппаратурой.

Группа резервуаров, сосредоточенных в одном месте, для сдачи товарной нефти называется резервуарным товарным парком. Резервуарный товарный парк должен иметь мощные средства пожаротушения, хорошие подъезды, земляную обваловку, хорошее водоснабжение и электроосвещение, закрытую систему канализации, насосную лабораторию, парокотельную и т.п.

Количество товарной продукции в резервуарах можно определить, например объемным способом, сущность которого заключается в следующем. Перед заполнением продукцией резервуар калибруют (по высоте через каждый сантиметр на-

носят метки). Это нужно для определения объема жидкости в резервуаре.

При замере объема продукции находят уровень нефти и воды (мерной лентой с миллиметровыми делениями и лотом), а затем с учетом температуры по калибровочной таблице определяют объем в кубических литрах. Для определения плотности продукции при помощи пробоотборника необходимо взять пробу. Среднюю плотность этой пробы находят по нефтенсиметру.

Контроль за качеством товарной нефти и учет ее количества при сдаче транспортным организациям в настоящее время проводится с помощью автоматических установок. В основном используются автоматизированные установки «Рубин-2М» и станции учета нефти. Они имеют оборудование для постоянного замера объемного расхода товарной нефти, ее плотности, влагосодержания и содержания солей. Установки могут быть настроены на показатели той или иной группы качества нефти по ГОСТ 9965–76. При нарушении этих показателей нефть автоматически направляется на повторную подготовку. Относительная погрешность изменения количества товарной нефти составляет 0,5 %.

8.5. Охрана окружающей среды на промыслах при транспорте нефти, воды и газа

Потери нефти при ее транспортировке и хранении, которые могут загрязнить окружающую среду, в основном связаны с испарением ее в резервуарных парках. Для сокращения этих потерь, а также для снижения выбросов легких углеводородов в атмосферу проводятся технические, технологические и организационно-технические мероприятия.

К техническим мероприятиям относятся:

- строительство резервуаров большого объема (до 50 тыс. м³) с плавающими крышами и герметичными жесткими затворами. При этом потери легких углеводородов сокращаются на 80–85 %;

- оснащение резервуаров дисками-отражателями, непримерзающими дыхательными клапанами, газоуравнительными обвязками;

- окраска наружной поверхности резервуаров светлыми красками и др.

Технологические мероприятия предусматривают:
работу нефтеперекачивающих станций (НПС) с подключенной емкостью, т.е. прием в откачку нефти производят в один и тот же резервуар или группу резервуаров;
работу НПС по схеме “из насоса в насос”.
Организационно-технические мероприятия включают:
внедрение безрезервуарного учета нефти;
сокращение времени пребывания нефти в резервуарных парках.

Загрязнение воздушного бассейна может происходить при некачественной сепарации газа от нефти на промыслах, откуда газ из концевых сепарационных установок попадает в товарные резервуары, увеличивая выброс нефти в атмосферу и ее потери.

По ГОСТ 1510–76 легкие нефти и автобензин необходимо хранить в резервуарах без понтона или плавающей крыши.

Рассмотрим элементы технических и технологических средств, использование которых уменьшает потери нефти и загрязнение воздушного бассейна. Нанесение на наружную поверхность резервуаров светоотражающих красок сокращает амплитуды суточных колебаний температуры газового пространства резервуаров и поверхности нефти. При длительном хранении нефти в наземных стальных резервуарах температура нефти в них примерно равна среднесуточной температуре окружающего воздуха. При коэффициенте оборачиваемости резервуаров более 200 раз в году эффект от снижения выбросов паров нефти в атмосферу за счет окраски резервуаров светоотражающими красками практически отсутствует.

В настоящее время широкое распространение получили диски-отражатели, которые применяются в металлических наземных и заглубленных резервуарах. Диски-отражатели устанавливаются вместе с дыхательным клапаном. Подвешенный под патрубком дыхательного клапана диск-отражатель меняет направление струи воздуха, входящего в резервуар, с вертикального на почти горизонтальное. Таким образом, диск-отражатель уменьшает концентрацию паров продукта в паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара при “выдохах”, и, следовательно, сокращаются потери нефти от испарения. Применение дисков-отражателей наиболее эффективно в нефтяных резервуарах с большим коэффициентом оборачиваемости. Промышленные испытания показали, что диски-отражатели сокращают потери от испарения при “больших дыханиях” в теплое время года в среднем на 30–40 %.

Большой эффект можно получить при использовании пон-

тонов и плавающих крыш в резервуарах. Выпускаются понтоны двух типов: металлические по типовому проекту серии 704-1 ЦНИИПСК для резервуаров объемом от 200 до 20 000 м³ и синтетические типа ПСМ конструкции ВНИИСПТнефти для бензиновых резервуаров объемом от 100 до 5000 м³. Указанные понтоны с петлеобразным затвором снижают выбросы легких фракций нефти в атмосферу в среднем на 66 %.

Затворы типов ЗУПР и ЗУС конструкции ВНИИСПТнефть могут повысить эффективность типового понтона до 95 %, как и применение плавающих крыш.

Преимущество понтона из синтетических материалов в том, что отдельные его элементы по частям подаются через люк-лаз в резервуар, где производится окончательный монтаж без сварочных работ.

Целесообразно оснащение резервуаров отбойными козырьками для отвода выброшенной жидкости обратно в зазор между стенками и понтоном, а также использование газоуравнительной обвязки.

Для борьбы с донными парафинистыми отложениями в резервуарах применяются системы их размыва. Система монтируется в нефтяном резервуаре и состоит из группы размывающих головок (размещенных на днище), обвязывающих их трубопроводов, трубопроводной арматуры и приборов контроля и замера давления и расхода. Нефть, выходя из размывающих устройств в виде веерных затопленных струй, удаляет донный осадок с днища и переводит его во взвешенное состояние в массу товарной нефти. Сокращение потерь нефти и парафина за счет применения этой системы составляет в резервуарах типа РВС в среднем 5 % в год от их объема.

Качественный учет нефти по резервуарам проводится измерением уровня, что требует затрат ручного труда. При этом не всегда обеспечивается точность измерения, теряются легкие углеводороды и увеличивается пожароопасность объекта. Поэтому все большее применение получают турбинные счетчики, позволяющие осуществлять учет непосредственно на потоке, автоматизировать операции измерения, повысить точность и снизить потери нефти по сравнению с порезервуарным учетом на 70 % за счет уменьшения “больших дыханий”.

При перекачке нефти по схеме “из насоса в насос” при учете нефти по счетчикам потери нефти из резервуаров отсутствуют.

Потери нефти от испарения в процессе товарно-транспортных операций в резервуарах при повышении температуры зависят от физико-химических свойств нефтей и воз-

растают с увеличением содержания в нефти углеводородов группы C_1-C_4 .

Возрастание температуры ведет к интенсивному выделению низкокипящих фракций нефти, повышает пожароопасность объектов, загрязняет воздушный бассейн резервуарного парка, а также может привести к потоплению понтонов в резервуарах. Ввиду этого следует принимать меры к сохранению оптимальной расчетной температуры.

Широкое применение сжиженных газов и метанола в качестве добавок к автобензинам позволяет резко уменьшить загрязненность воздушного бассейна.

В очищении воздушного бассейна важную роль может сыграть использование газоконденсатов, содержащихся в нижних продуктивных горизонтах ряда газовых месторождений. Конденсаты, например, Западной Сибири на 70 % состоят из бензиновых и 30 % из дизельных фракций при незначительном содержании серы (не более 0,02 %). Кроме социальных выгод, такое мероприятие гарантирует высокую экономическую эффективность (себестоимость местных моторных топлив из конденсата намного дешевле привозного нефтепродукта).

Решение проблемы очищения воздушного бассейна во многом зависит от уровня утилизации попутных нефтяных газов. Первоначальный период развития нефтедобычи обычно характеризуется большими потерями газа и вследствие этого загрязнением атмосферы. В дальнейшем благодаря строительству объектов сбора, переработки и транспорта газа потери значительно уменьшаются и коэффициент утилизации газа может достигнуть 90–95 %.

Степень полезного использования попутных газов можно существенно повысить путем внедрения малогабаритных передвижных блочных газобензиновых установок (МГБУ) производительностью 40, 100, 300 и 500 тыс. $m^3/сут$ в первую очередь на вновь осваиваемых месторождениях. Они особенно выгодны в период, когда еще не готовы крупные стационарные ГПЗ. Основную продукцию МГБУ – стабильный бензин можно использовать непосредственно на промыслах в качестве компонента автобензина, а сжиженный газ может пойти на местные бытовые и производственные нужды.

Во избежание сжигания попутных газов в факелах следует аккумулировать их излишки в естественных хранилищах, т.е. в пластах с благоприятными геологическими условиями для хранения газа.

Также следует шире использовать попутный газ для закач-

ки в продуктивные пласты с целью повышения коэффициента нефтеотдачи.

В решении этой проблемы немаловажное значение имеет своевременное проведение трубопроводов нефтяного газа к городам и поселкам. Отставание с вводом таких газопроводов приводит к тому, что для бытового хозяйства приходится завозить ежегодно тысячи тонн других топлив, сжигание которых дает большое количество нежелательных выбросов в атмосферу.

На линейных газопроводах периодически проводятся их продувки путем выброса в атмосферу газа, конденсата, воды и механических примесей. Поэтому, помимо конденсата, окружающий воздух загрязняется газом. Во избежание подобных загрязнений окружающей среды следует организовать более качественную очистку природного газа от конденсата на промыслах. На газопроводах целесообразно установить конденсатосборники и дренажные линии, а конденсат собирать с помощью агрегата для сбора конденсата АК-6.

Вопросы борьбы с потерями нефти и нефтепродуктов на промыслах возникают уже на стадии разведочного бурения при отсутствии системы сбора нефти. При фонтанировании нефти из разведочных скважин ее собирают, как правило, в земляной амбар и затем сжигают. Подобных потерь можно избежать путем обратной закачки нефти в скважину или ее сбора в передвижные емкости с последующей транспортировкой на сборные пункты.

Передвижные емкости полезны для сбора нефти, теряемой при глушении и освоении скважин в период их подземных ремонтов. Отрицательно действуют на окружающую среду горящие факелы. На нефтепромыслах они окружены земляным валом высотой до 1,5 м для защиты от разлива нефти при возможном ее прорыве. Под тепловым воздействием вокруг горящего факела в радиусе 200–250 м полностью уничтожается всякая растительность. На газовых промыслах, расположенных в зоне многолетнемерзлых грунтов, горящие факелы на площади в 2–3 км² растепляют грунты, и в результате образуется непроходимая трясина. Единственное средство прекращения теплового воздействия факелов на окружающую природу заключается в своевременном строительстве системы сбора и переработки попутных нефтяных газов и газоконденсатов.

Сточные воды содержат большое количество органических загрязнений: нефти, нефтепродуктов и конденсата. В промстоках нефте- и газопромыслов могут наблюдаться также повы-

шенные концентрации растворенных солей. Повышению концентрации солей в водах из газовых скважин способствует закачка в них высококонцентрированных растворов хлористого кальция против гидратообразования. Стоки нефте- и газопромыслов содержат, кроме того, такие высокотоксичные вещества, как дисольван, диэтиленгликоль и метанол.

Сброс промстоков без соответствующей очистки в водоемы приводит к загрязнению почвы, поверхностных и подземных вод. Это ведет к ограничению запасов чистой пресной воды и нарушению экологического равновесия всего природного комплекса.

Загрязнение природной среды является особенно пагубным для районов Севера, где низкие температуры воздуха, большой снежный покров тормозят процессы испарения и окисления. При этом разложение нефти, нефтепродуктов и конденсата, содержащихся в сбрасываемых стоках, происходит медленно, и зоны загрязнения распространяются на большие площади.

При закачке стоков в подземные горизонты следует предупредить закупорку пор пласта мехпримесями и нефтепродуктами, а необходимость освобождения вод от токсичных загрязняющих веществ отсутствует. Согласно технологическим нормам, в сточных водах, используемых для заводнения нефтяных пластов (с гранулярными коллекторами), содержание нефти, взвешенных веществ и окислов железа не должно превышать соответственно 1,0; 1,2 и 0,3–0,5 мг/л.

Установленными нормами концентрации мехпримесей, нефтепродуктов (в том числе конденсата) и закисного железа в закачиваемых стоках ограничиваются 10–30, 10–250 и 3 мг/л. Значение pH для сточных вод устанавливается в пределах 6,5–8. В случае закачки их в поглощающие горизонты подготовка воды проводится на сооружениях механической очистки: нефтеловушках-отстойниках, флотаторах, фильтрах.

Система захоронения промстоков состоит в том, что сточные воды с промысла и других объектов после подготовки подаются по водоводам в нагнетательные скважины для закачки в пласт. При этом в одну скважину могут быть закачаны промстоки с нескольких объектов. В качестве нагнетательных могут быть использованы уже пробуренные на месторождениях разведочные скважины.

Закачка сточных вод применяется на некоторых нефтяных месторождениях (Усть-Балыкское, Западно-Сургутское и др.), где избыточное количество сточных вод сбрасывается в аптсеноманские поглощающие горизонты. Такая же система действует и на Уренгойском газовом месторождении, где произво-

дится закачка промстоков с УКП-1 в сеноманский поглощающий горизонт.

При утилизации сточных вод в качестве нагнетательных скважин предусматривается использовать уже пробуренные на месторождении разведочные скважины, так как затраты на их реконструкцию намного ниже, чем на бурение новых скважин. При выборе таких разведочных скважин необходимо учитывать их техническое состояние, значение покрытой мощности поглощающего горизонта, а также расстояние скважин от предприятий – источников промстоков. Если поглощающий горизонт в глубоких скважинах перекрыт двумя обсадными колоннами, предлагается использовать для его вскрытия гидropескоструйную перфорацию или перфоратор ПСК-105. С целью обеспечения высокой приемистости пласта и сохранения обсадных колонн и цементных колец плотность перфорации составляет 20 отверстий на 1 м.