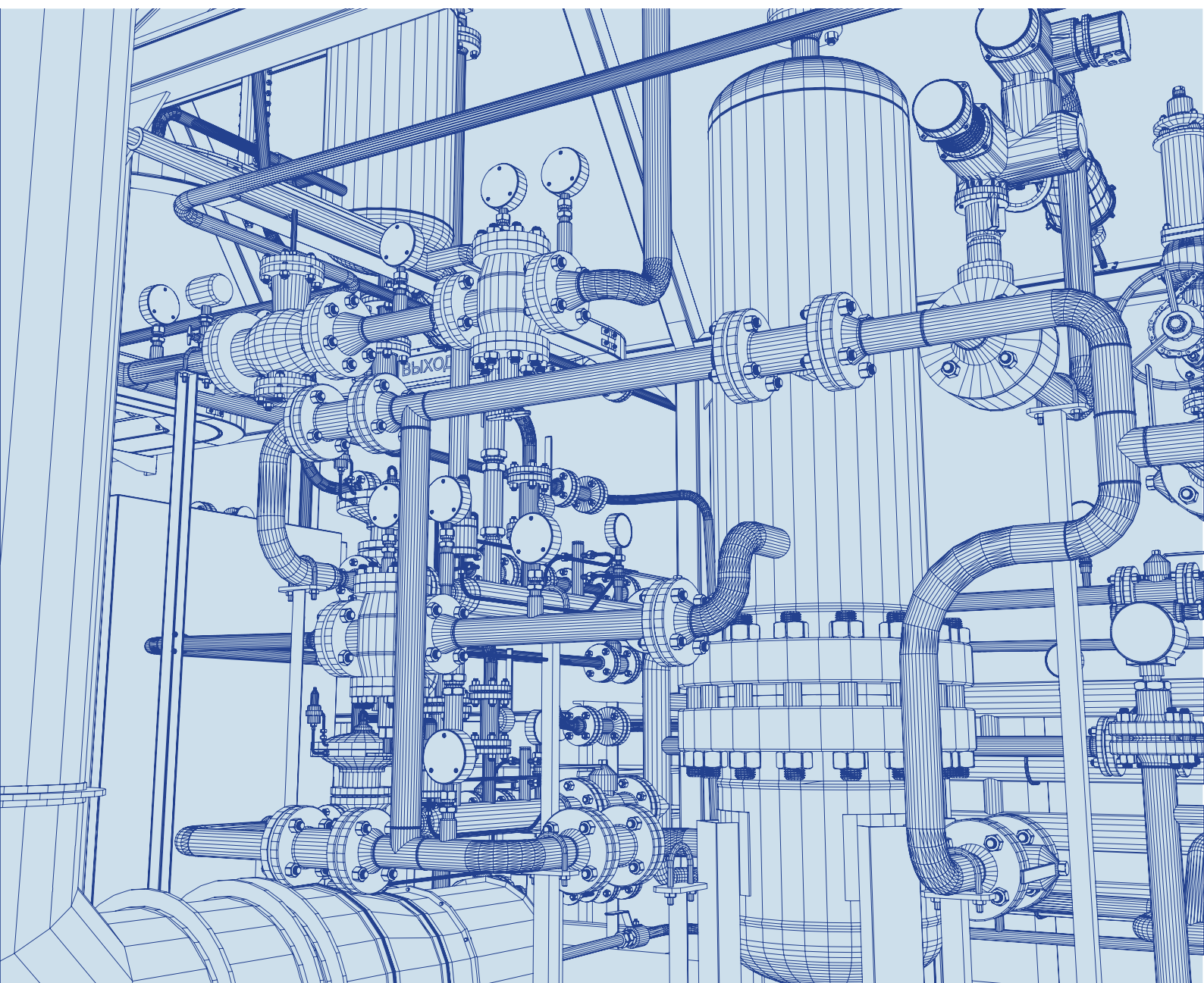


НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Добыча и сбор (нефтяной промысел)



Оглавление

3	Аннотация
4	Глоссарий
5	Введение
6	Краткое описание добычи и дальнейшей судьбы нефти
7	Схема обустройства нефтяного промысла
8	Нефтяные скважины
10	Установка подогрева нефти
11	АГЗУ
13	ДНС
14	Сепараторы 1 ступени (предварительной сепарации)
16	Насосные агрегаты
18	Факельные установки
21	Система поддержания пластового давления
23	УПСВ
25	Компрессорная станция
26	БКНС
27	УКПН и ЦПС
28	Сепараторы второй и последующих ступеней
31	Подогреватели и теплообменники
33	Резервуарный парк
36	Трубопроводы
38	Примеры аварий на нефтяных промыслах
41	Меры по снижению риска аварийных ситуаций

Аннотация



В целях более объективной оценки рисков на объектах нефтегазового комплекса и формирования единого подхода российского страхового рынка компания АО «РНПК» выпускает серию публикаций, посвящённых различным аспектам и рискам нефтяной и газовой промышленности России. В рамках данной серии будут изданы документы, способные помочь в понимании основных принципов и моментов работы нефтегазовой сферы, а также показаны основные риски и мероприятия по их сокращению. Текущий документ поможет представить технологическую схему добычи, производства, первичной переработки и дальнейшей транспортировки нефти непосредственно на месторождении, ну и конечно же основные риски, связанные с важнейшей для нашей страны, да и, пока что, мира в целом, отраслью. Приятного прочтения!

Глоссарий

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

АУПТ – автоматические установки пожаротушения;

АУПС – автоматические установки пожарной сигнализации;

ДНС – дожимная насосная станция;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод; **КРС** – капитальный ремонт скважин;

КС – компрессорная станция;

НГС – нефтегазовый сепаратор;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод; **ПНГ** – попутный нефтяной газ;

ПРС – подземный ремонт скважин;

УВ – углеводороды;

УКПН – установка комплексной подготовки нефти;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ФА – фонтанная арматура;

ЦППН – центральный пункт подготовки и перекачки нефти;

ЦПС – центральный пункт сбора;

ЭПБ – экспертиза промышленной безопасности.

Введение

Добыча нефти — процесс, в котором человек противостоит великим силам природы. Нефтяникам приходится иметь дело с огромными давлениями, высокими температурами, с решением нетривиальных задач для добычи сложных УВ, проникать на большие глубины в толщу земной коры, порой на небольшие глубины, но от этого добыча нефти не становится проще, а наоборот усложняется, поднимать на поверхность гигантские объемы горючих взрывоопасных веществ, зачастую прибегая к дополнительному насосному оборудованию, дабы извлечь желанную углеводородную смесь.

Если говорить кратко, мы добываем не нефть, а нефтепродукт, и этот нефтепродукт должен пройти через определенные изменения, чтобы соответствовать нужным параметрам и нормам для дальнейшей транспортировки и переработки. Для этого используется очень мощное и массивное оборудование и особые технологические процессы.

В текущем документе рассматривается добыча нефтепродукта, технологическое оборудование и процессы, превращающие нефтепродукт в нефть, а также дальнейшая передача уже нефти конечному потребителю, и самое важное для нашей сферы – оценки рисков на нефтяном промысле при добыче нефти, и возможные пути уменьшения этих рисков.

Краткое описание добычи и дальнейшей судьбы нефти

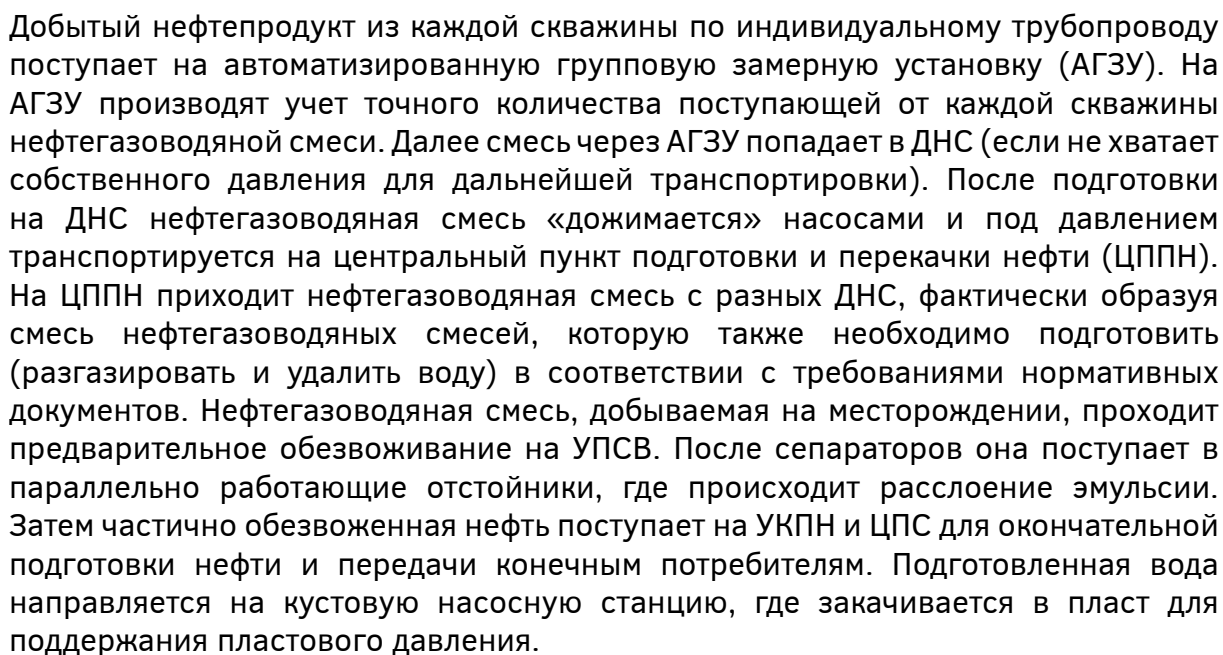


Нефтяной промысел – это технологический комплекс, предназначенный для добычи и сбора нефти на месторождении, а также обработки продукции скважин (нефти, попутного нефтяного газа, попутной воды) с целью подготовки ее (нефти) к дальнейшему транспортированию внешним потребителям (НПЗ, ГПЗ и др.). Сооружения и коммуникации промысла подразделяются на основные (эксплуатационные, нагнетательные и контрольные скважины, трубопроводы, насосные и газокompрессорные станции, установки подготовки нефти и воды, резервуарные парки и др.) и вспомогательные (объекты энерго- и водоснабжения, канализации и связи, механические мастерские, транспортную сеть и др.).

Количество нефтяных скважин зависит в основном от размеров месторождения, схемы его разработки и изменяется от нескольких десятков до нескольких сотен и тысяч. На площади месторождения эксплуатационные скважины располагаются кустами по 3-20 (иногда число доходит до 30, из зарубежной практики известны случаи, когда число превышает 60) скважин, нагнетательные скважины — в зависимости от выбранной системы заводнения. Фонд скважин на месторождении непостоянен, его увеличивают по мере разработки залежи. Дебиты эксплуатационных скважин изменяются примерно от 1 до 500 т (стартовый дебит) в сутки. Среднемировым показателям соответствует 12-15 т/сут. Эффективность работы нефтяного промысла определяется главным образом выбранной при обустройстве месторождения технологической схемой внутрипромыслового сбора продукции скважин. Применяется несколько схем, характеризующихся полной герметизацией процесса сбора нефти от каждой скважины до промыслового пункта сбора продукции всех скважин, так называемого центрального пункта сбора нефти (ЦПС), что сводит к минимуму потери продукции и минимизирует загрязнение окружающей среды.

Выбор системы сбора, подготовки и транспорта нефти и газа обусловлен особенностями технологической схемы разработки и является неотъемлемым элементом промыслового обустройства.

Принципиальная герметизированная схема расположения установок промысла и его обвязки при добычи обводненной нефти с попутным газом приведена ниже на схеме обустройства нефтяного промысла.



Нефтяные скважины

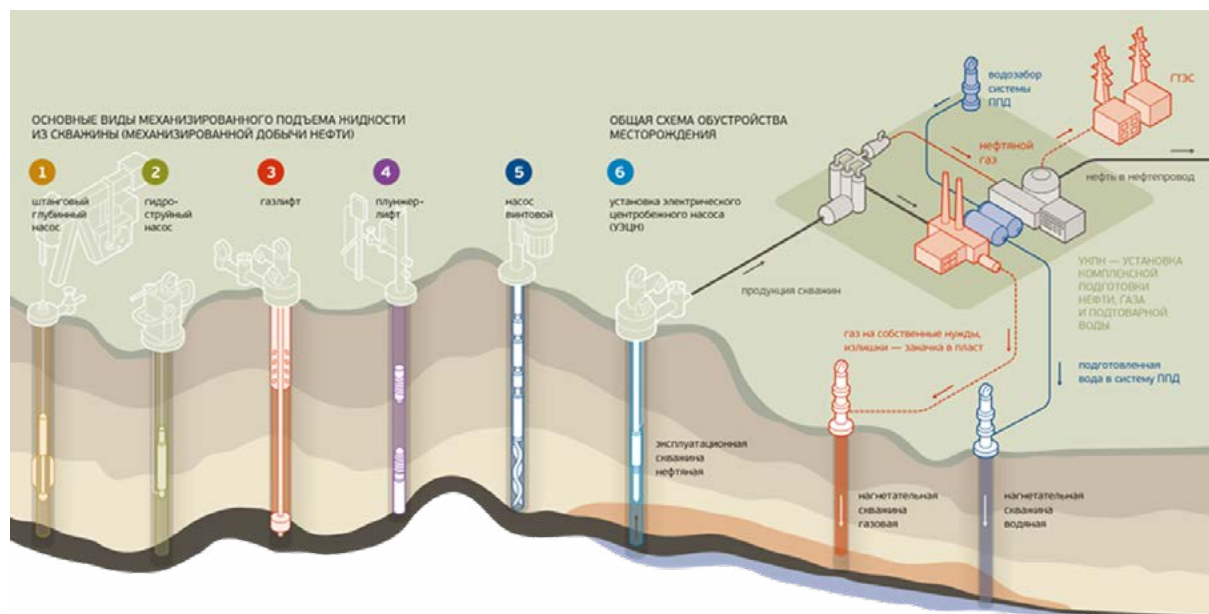


После того как скважина пробурена и освоена, необходимо начать добывать из нее нефть. Хотя нужно отметить, что не из всех скважин добывается нефть. Существуют так называемые нагнетательные скважины. В них наоборот закачивается, только не нефть, а вода (или газ, или другое вещество, в зависимости от технологии). Это необходимо для эксплуатации месторождения в целом.

Это Вам не газ добывать!!! – говорят нефтяники и будут правы.

На начальном этапе нефть бьет фонтаном, но так как с каждым годом в России вновь разведанные запасы становятся все более трудноизвлекаемыми, то месторождений таких все меньше. Прекращение фонтанирования нефтяных скважин заставило нефтяников искать другие способы подъема нефти на поверхность. Вначале это были тортовые способы, при которых нефть поднималась чисто механическими устройствами: колодезная добыча, тортование желонкой, поршневание. В 1897 году впервые был применен эрлифт для откачки нефти из скважины. Однако, со временем, он не смог конкурировать со штанговыми скважинными насосами, которыми в настоящее время оборудовано около 50 % всего фонда нефтедобывающих скважин России (по миру данный показатель варьируется от 70 до 90%, но некоторые наши регионы не отстают: Татарстан, Башкирия впереди России всей – фонд таких скважин составляет 70-80%), остальные эксплуатируются с помощью центробежных погружных насосов с электроприводом через специальный шланговый кабель. Таким образом, глубиннонасосный способ эксплуатации нефтяных скважин в настоящее время наиболее распространён, дебит скважин при этом составляет от десятков килограмм до нескольких тонн нефти в сутки. Насосы спускают на глубины от нескольких десятков метров до 3000 метров, а в отдельных скважинах до 4 000 метров.

Ниже представлены основные типы скважин, используемые для добычи нефти.



Риски:

1. Выход скважины из-под контроля, особенно во время КРС и ГИС (может привести к МВУ)
2. Потеря внутрискважинного оборудования (NLE)

Меры по снижению риска:

1. Проведение ЭПБ скважин и ФА (либо устьевого оборудования), мониторинг технического состояния.
2. Утвержденный план проведения капитальных ремонтов фонда скважин
3. Контроль подрядных организаций

Установка подогрева нефти



Установки подогрева нефтегазоводяной смеси (до, после АГЗУ, на ДНС и УКПН, в зависимости от техрежима) – предназначены для нагрева данной смеси различной вязкости в технологических схемах подготовки углеводородов на промыслах, а также при их транспорте. С целью обеспечения текучести нефтегазоводяной смеси, при определенных условиях необходимо подогревать продукцию скважин, от устья скважин вплоть до ЦПС и УКПН.

Риски:

1. Пожар/взрыв в результате разгерметизации трубопроводов и фланцевых соединений

Меры по снижению риска:

1. Регулярное техническое обслуживание оборудования
2. Наличие/исправность датчиков загазованности
3. Наличие/исправность системы автоматического аварийного отключения
4. Наличие/исправность системы автоматического пожаротушения

АГЗУ



Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) предназначена для автоматического периодического определения продукции нефтяных скважин и контроля за их технологическими режимами. Областью применения установки являются напорные системы сбора продукции нефтяных скважин и автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтедобычи.

Основные функции АГЗУ:

- прямые измерения среднего массового объема и массы сырой сепарированной нефти;
- прямые измерения, приведенные к стандартным условиям среднего объемного расхода и объема выделившегося в результате сепарации нефтяного газа;
- прямые или косвенные измерения влагосодержания W_0 (объемного) жидкости;
- косвенные (вычисленные, при заданных лабораторных плотностях пластовой воды и нефти) измерения среднего массового расхода и массы сепарированной безводной нефти;
- измерение температуры газа;
- измерение давления в сепараторе и коллекторе.

Установки АГЗУ имеют большое количество вариантов исполнения и отвечают самым высоким технологическим требованиям, требованиям безопасности и надежности и могут эксплуатироваться в различных условиях.

Трубопроводы, ведущие от устья скважин до групповых замерных установок, называют **выкидными линиями**. А от групповых установок к сборным пунктам – **коллекторами**.

Риски:

1. Пожар/взрыв в результате разгерметизации трубопроводов и фланцевых соединений

Меры по снижению риска:

1. Регулярное техническое обслуживание оборудования
2. Наличие/исправность датчиков загазованности
3. Исправная предохранительная арматура

ДНС

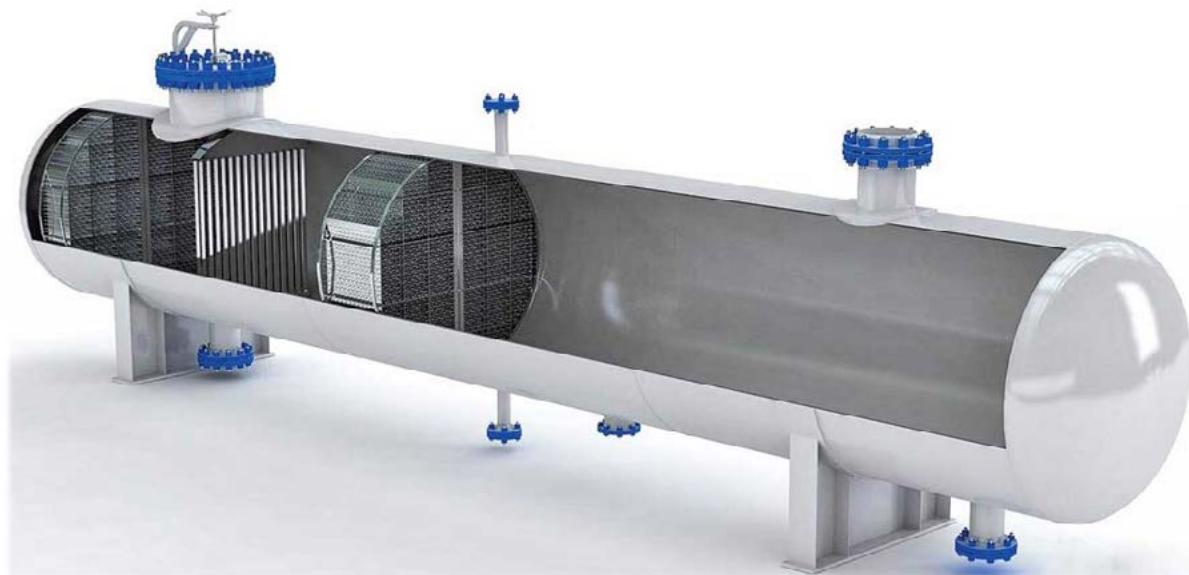
Для последующей раздельной транспортировки подготовленной продукции по системе промысловых трубопроводов используют дожимную насосную станцию (ДНС), предварительно прогнав нашу смесь через установки подогрева нефти и автоматизированные замерные установки. ДНС применяются в тех случаях, когда на месторождениях пластовой энергии (энергии скважинных насосов) недостаточно для транспортировки нефтегазовой смеси до установок предварительного сброса воды (УПСВ) или установки комплексной подготовки нефти (УКПН), либо пункта подготовки и сбора нефти (ЦПСН), либо нефтегазосборного пункта (НГСП), в общем до следующего пункта цепочки первоначального преобразования нефти. Для определения количества жидкости, перекачиваемой ДНС, после насосов в напорной линии устанавливается узел оперативного учета перекачиваемой жидкости.

ДНС — технологическая часть системы сбора нефти и газа на промыслах и их последующей транспортировки, включающая различные сепараторы, насосные агрегаты (как правило, мультифазные), расходомерные устройства, конденсатосборники, емкости, факельный узел. Оборудование ДНС сообщает нефтегазовой смеси дополнительный напор, необходимый для их транспортирования в направлении высоконапорных участков через системы сбора и подготовки. ДНС могут также выпускаться в блочном исполнении.

Дожимные насосные станции классифицируют в зависимости от возможностей пропускать через себя различные жидкости. Существуют ДНС полного цикла, которые включают в себя буферную емкость, состоящую из узлов откачки нефтегазоводяной жидкости и ее сбора, насосного блока и группы свечей, которые предназначены для аварийного сброса газа.

Выпускается также конструкция ДНС с блоком УПСВ для предварительного обезвоживания перед последующей транспортировкой. После сепараторов она поступает в параллельно работающие отстойники, где происходит расслоение эмульсии. Затем частично обезвоженная нефть поступает на УКПН и ЦПС для окончательной подготовки нефти. Подготовленная вода направляется на кустовую насосную станцию, где закачивается в пласт для поддержания пластового давления.

Сепараторы 1 ступени (предварительной сепарации)



Для отделения попутного нефтяного газа от добываемой продукции на ДНС устанавливается сепаратор, как правило типа НГС, который является сосудом, работающим под давлением, и оснащается запорной арматурой, манометрами и предохранительными клапанами. Отделение проходит несколько стадий, от количества которых зависит объем дегазированной нефти, полученный из пластовой жидкости. Принцип работы сепаратора базируется на использовании гравитационных, инерционных или центробежных сил с последующим разделением на фазы. После сепараторов 1-й ступени происходит отделение части газа, транспортируемого впоследствии через узел регулировки давления в промысловый газосборный коллектор и далее на ГПЗ или другим потребителям бескомпрессорным способом, а нефтегазоводяная смесь, с оставшимся растворенным газом, центробежными насосами перекачивается дальше по промыслу до следующего технологического цикла.

Зачастую перед сепараторами 1 ступени в поток вводят специальный реагент – деэмульгатор, разрушающий водонефтяную эмульсию (это позволяет отделить основное количество воды от продукции скважин еще на ДНС).

Риски:

1. Пожар/взрыв в результате разгерметизации корпуса сепаратора и фланцевых соединений

Меры по снижению риска:

1. Регулярное техническое обслуживание и ремонт
2. Техническое диагностирование методами неразрушающего контроля
3. Проведение технического освидетельствования сепараторов: внутренний/внешний осмотр – раз в 2 года, гидравлические испытания – раз в 8 лет (если иное не указано в технической документации)
4. Проведение своевременной ЭПБ
5. Постоянный контроль параметров, как местный, так и дистанционный, включая регулирование уровня

Насосные агрегаты



Пройдя первую ступень очистки наша нефтяная, частично дегазированная, смесь теряет часть энергии и неспособна дальше перемещаться без помощи. Оборудование ДНС сообщает нефтесмеси дополнительный напор, необходимый для транспортирования в направлении высоконапорных участков через системы сбора и подготовки. В качестве «движущей» силы выступают, как правило, центробежные насосные агрегаты, но есть и другие виды: шестеренные и поршневые.

Шестеренные агрегаты предназначены для работы с материалами повышенной вязкости, их использование обосновано в случаях, когда центробежные и поршневые аналоги попросту не справляются с обслуживанием данного потока. Поршневые агрегаты для нефтепродуктов схожи по назначению и характеристикам с шестеренными, но имеют в конструкции дополнительные клапаны – нагнетательные и всасывающие. Поршневые также применяются для более вязких нефтепродуктов и могут нагнетать большой напор.

Центробежные агрегаты – самые популярные в классе: самый высокий КПД, экономичные, с равномерным напором на выходе. Подходят также для транспортировки мазута, бензина, дизеля, продуктов диализа нефти.

Риски:

1. Пожар в результате разгерметизации насоса и разлива нефти
2. Поломки насосной группы с частичной потерей потока до следующего цикла

Меры по снижению риска:

1. Регулярное техническое обслуживание и ремонт оборудования
2. Наличие/исправность системы автоматического аварийного отключения
3. Контроль и мониторинг вибрации, температуры и давления насосов
4. Система контроля состояния воздушной среды и аварийной вентиляции
5. Наличие АУПТ
6. Использование двойных торцевых уплотнений

Факельные установки



В процессе разработки нефтяных месторождений свойства скважинной продукции изменяются, поэтому требуется постоянное совершенствование существующих систем сбора и подготовки скважинной продукции. До последнего времени на многих месторождениях применялась схема обустройства с организацией транспорта нефти и сжигания газа на факеле, но ужесточение требований к утилизации газа обуславливает необходимость строительства отдельных газопроводов до пунктов его утилизации. Но без факельных установок не обойтись - они предназначены для сброса и последующего сжигания горючих газов и паров в случаях:

- срабатывания устройств аварийного сброса, предохранительных клапанов, гидрозатворов, ручного стравливания, а также освобождения технологических блоков от газов и паров в аварийных ситуациях автоматически или с применением дистанционно управляемой запорной арматуры и др.;
- постоянных, предусмотренных технологическим регламентом сдувках;
- периодических сбросов газов и паров, пуска, наладки и остановки технологических объектов.
- для утилизации горючих паров или газов, также используется для сброса и последующего сжигания углеводородов, получаемых при нарушении технологического режима. Такие нарушения могут быть обусловлены отказами электроснабжения, неисправностью оборудования или пожаром.

По своему назначению факельные системы подразделяются на:

- общие. Общие факельные системы предназначены для приема и сжигания сбросов от нескольких технологических объектов (установок, резервуарных парков и пр.) при условии совместимости технологических параметров сбросов (давления, температуры, иных параметров).
- отдельные. Отдельная факельная система предназначена для приема сбросов от одного технологического объекта (установки, резервуарного парка и пр.) или нескольких технологических блоков в случае несовместимости технологических параметров сбросов (давление, температура, иные параметры) с параметрами сбросов, поступающих в общую факельную систему.
- специальные. Специальные факельные системы применяются в случае, если сбросы в факельную систему могут привести к нарушению работоспособности общей факельной системы и содержат:
 - вещества, склонные к саморазложению с выделением тепла;
 - полимеризующиеся и смолистые продукты, уменьшающие пропускную способность трубопроводов;
 - вещества, способные вступать в реакцию с другими веществами, направляемыми в факельную систему;
 - агрессивные и высокотоксичные вещества;
 - механические примеси и иные вещества со свойствами, несовместимыми со сбросами в общую факельную систему.

В зависимости от давления газа в источнике сброса факельные системы могут быть высокого или низкого давления. Разделение факельных систем по давлению определяет проектировщик исходя из условий обеспечения возможности сброса давления из оборудования, сохранения пропускной способности предохранительных устройств и безопасной эксплуатации факельных систем.

Эксплуатация факельных систем должна осуществляться:

- в соответствии с технологическим регламентом, инструкциями по эксплуатации изготовителя, а также инструкциями по безопасной эксплуатации оборудования, входящего в состав факельных систем, и его технического обслуживания, утвержденными в установленном порядке;
- производственным персоналом требуемой квалификации, аттестованным или прошедшим проверку знаний по вопросам промышленной безопасности в установленном порядке;
- при наличии плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах.

Риски:

1. Взрыв

Меры по снижению риска:

1. Регулярное техническое обслуживание с контролем систем ограничения распространения пламени
2. Наличие/исправность системы автоматического аварийного отключения
3. Средства автоматического регулирования скорости газов в факельных трубопроводах путем изменения подачи продувочного газа с учетом количества сбрасываемых газов и ветровых нагрузок, нарушающих стабильный режим факельной установки
4. Использование продувочного газа (топливный, природный, попутный нефтяной, инертные газы, в том числе газы, получаемые на технологических установках) для предупреждения образования в факельной системе взрывоопасной смеси. Непрерывная подача продувочного газа в начало факельных коллекторов и трубопроводов технологических установок (систем).

Система поддержания пластового давления



Система поддержания пластового давления (далее – ППД) представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

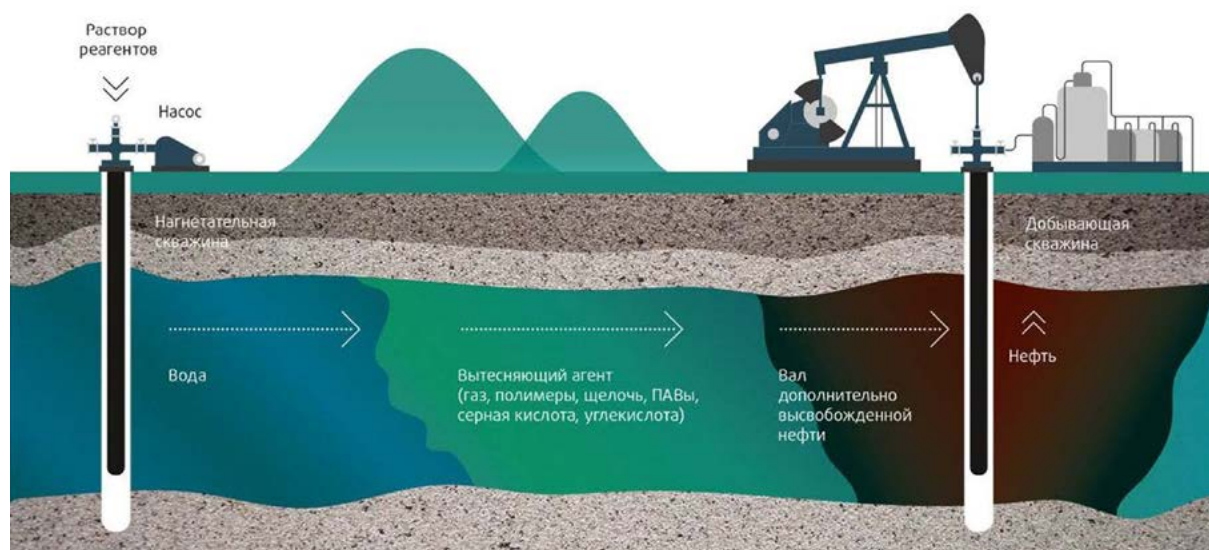
Система ППД должна обеспечивать:

- необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;
- подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мех. примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям проектных документов;
- проведение контроля качества вод системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки, и месторождению в целом;
- герметичность и надежность эксплуатации системы промысловых водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ОПЗ нагнетательных скважин с целью повышения приемистости пластов, охвата пластов воздействием заводнения, регулирование процесса вытеснения нефти к забоям добывающих скважин.

Система ППД включает в себя следующие технологические узлы:

- систему нагнетательных скважин;
- систему трубопроводов и водораспределительных блоков (нагнетательные линии, водоводы низкого давления, водоводы высокого давления, внутриплощадочные водоводы)
- станции по закачке агента или кустовая насосная станция (БКНС), а также оборудование для подготовки агента для закачки в пласт.

Но всему этому предшествует установка предварительного сброса воды, осуществляющая ее подготовку для последующей подачи в систему поддержания пластового давления.



УПСВ



В настоящее время разработки многих месторождений находятся на завершающем этапе, который характеризуется значительной обводненностью нефти, что может приводить к выпадению воды при транспорте нефти в трубопроводах, соответственно многократно повышается риск проявления коррозии. Также транспорт балластовой воды увеличивает нагрузку на трубопроводы, чем ограничивает их полезную пропускную способность.

Установка предварительного сброса воды (сокращенно, УПСВ) – это комплект оборудования, предназначенный для предварительного сброса пластовой воды из пластового флюида с возможностью ее утилизации путем закачки в пласт. На УПСВ предусматривается факельная система для сжигания отделенного попутного нефтяного газа (ПНГ), при этом часть газа проходит подготовку для возможности использования в качестве продувочного и топливного для функционирования факельной системы.

УПСВ представляет собой совокупность технологических площадок и инженерных сетей, установленных на строительные конструкции в виде единого комплекса. Нефтяная эмульсия по коллектору попадает в горизонтальный отстойник, где под действием сил гравитации происходит отделение воды от нефти. Для более легкого

разделения воды и нефти перед отстойником при помощи блока дозирования реагента добавляется деэмульгатор (количество добавляемого реагента зависит от стойкости разрушаемой водонефтяной эмульсии). Частично обезвоженная нефть поступает в трехфазный сепаратор. Далее через насосы ЦНС частично подготовленная нефть подается на УКПН.

Вода, получившаяся из отстойника и трехфазного сепаратора, поступает в отстойник воды для улавливания нефти, выносимой из аппаратов вместе с водой. Полученная вода далее используется в системе ППД, а нефть из отстойника воды вместе с газовым конденсатом из сепаратора собирается в дренажной емкости, из которой откачивается по мере наполнения.

Риски:

1. Пожар/взрыв в результате разгерметизации трубопроводов, фланцевых соединений и сепараторов.

Меры по снижению риска:

1. Регулярное техническое обслуживание и ремонт
2. Наличие/исправность датчиков загазованности
3. Наличие/исправность системы автоматического пожаротушения
4. Наличие/исправность системы АУПС и АУПТ
5. Контроль и мониторинг вибрации, температуры и давления насосов ЦНС

Компрессорная станция



При компрессорном газлифте газ поступает в скважину от компрессорных станций. Для работы газлифтных скважин используется углеводородный газ, сжатый до давления 4-10 МПа. Рабочий агент подается в скважину под давлением, которое создают компрессоры.

От компрессорной станции через станцию подготовки по газопроводу высокого давления рабочий агент доставляется к газораспределительным батареям для распределения его по скважинам. Выходящий из скважины газ отделяется от нефтегазоводяной жидкости, поступает на комплексный сборный пункт и по газопроводу низкого давления заправляется на компрессорную станцию. Степень очистки и подготовки газа, подаваемого на компрессорную станцию, определяется техническими требованиями на компрессоры. Применение газа, содержащего сероводород и другие вредные примеси, для газлифта не допускается. В основном применяются блочно-комплектные автоматизированные КС.

Также КС используют для дальнейшей транспортировки попутного газа, полученного из нефтегазоводяной смеси, до ГПЗ по системе газопроводов. Повышение уровня утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) достигается благодаря вводу в промышленную эксплуатацию дожимной газовой компрессорной станции. Дожимная компрессорная станция обеспечивает предварительную подготовку и компремирование ПНГ первой ступени сепарации с дальнейшей транспортировкой в систему магистральных газопроводов. Чтобы обеспечить целевой уровень утилизации ПНГ, на месторождениях прокладываются газопроводы высокого давления.

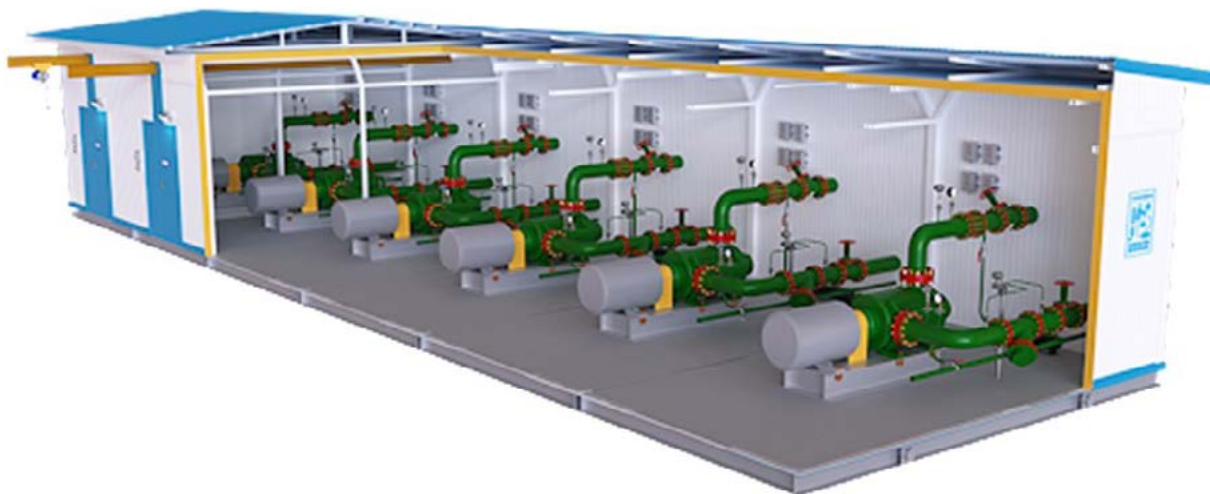
Риски:

1. Пожар/взрыв в результате разгерметизации компрессорного оборудования
2. Выход из строя оборудования

Меры по снижению риска:

1. Регулярное техническое обслуживание оборудования
2. Наличие/исправность датчиков загазованности
3. Наличие/исправность системы автоматического пожаротушения
4. Наличие/исправность системы автоматического аварийного отключения

БКНС



Блочные кустовые насосные станции (далее – БКНС) предназначена для перекачки пресной и пластовой воды и для подачи ее на прием нагнетательных скважин в систему поддержания пластового давления.

Блочные кустовые насосные станции, учитывая требования к ускоренным срокам монтажа, представляют собой набор технологических и электротехнических блок-боксов максимальной заводской готовности, поставляемых железнодорожным транспортом и монтируемых на месторождении под единой крышей.

В качестве ограждающих конструкций блок-боксов использованы утепленные помещения с 3х-слойными металлическими панелями с полиуретановым утеплителем толщиной не менее 60 мм или утеплителем из минеральной ваты.

Технологическая схема БКНС рассчитана на одновременную и отдельную закачку пресных вод поверхностных или подземных источников и очищенных нефтепромысловых вод, поступающих из установок очистки сточных вод.

Риски:

1. Разгерметизация высоконапорного водопровода

Меры по снижению риска:

1. Регулярное техническое обслуживание оборудования
2. Наличие/исправность системы автоматического аварийного отключения

УКПН и ЦПС



Продукцией нефтяных скважин на начальной стадии освоения месторождения являются нефтегазоводяная жидкость и попутный нефтяной газ. Как уже не раз говорилось, по мере увеличения срока разработки месторождения нефтегазоводяная жидкость все больше обводняется минерализованной, в основном хлористыми солями, водой. Вместе с нефтегазоводяной жидкостью из скважин на поверхность выносятся и механические примеси. Их количество в общей массе добываемой нефтегазоводяной жидкости незначительно - в среднем не более 0,1 % масс. В добываемой продукции также содержатся и такие вещества, как неорганические соли (например, хлорид натрия), сероводород и другие вещества, приводящие к коррозионному износу оборудования с последующими отрицательными технологическими, экономическими и экологическими последствиями. В связи с этим в процессе сбора, транспорта и подготовки нефтегазоводяной жидкости на промыслах применяют технологии по снижению примесей в нефтегазоводяной жидкости. Технологии разделения продукции нефтяных скважин направлены на получение составляющих фаз: обезвоженную, обессоленную и стабилизированную нефть, воду и нефтяного газа. При этом каждая из фаз должна отвечать отраслевым требованиям.

Окончательная подготовка нефти проводится на установке комплексной подготовки нефти (УКПН), являющейся составной частью понятия ЦПС (центральный пункт сбора). Вся эта система представляет собой довольно сложный комплекс нефтепромыслового оборудования, состоящий из трубопроводов, запорно-регулирующей аппаратуры, замерных установок, различных видов сепараторов, резервуаров-отстойников, дегидраторов, конденсаторов, теплообменников, факельных установок и др. объектов. Формируется система сбора и подготовки нефти в соответствии с Проектом обустройства месторождения.

Сепараторы второй и последующих ступеней



Как было описано ранее, для извлечения попутного нефтяного газа (сокращенно, ПНГ) используются сепараторы (в основном горизонтальные цилиндрические). На объектах подготовки нефти и газа сепарация нефти, как правило, осуществляется в несколько этапов (ступеней). Ступенью сепарации называется отделение газа от нефти при определённом давлении и температуре. Многоступенчатая сепарация позволяет получить более стабильную нефть, нежели одноступенчатая. Количество ступеней сепарации зависит от физико-химических свойств добываемой нефти, пластового давления, обводнённости и температуры флюида, а также требований, предъявляемых к товарной нефти.

Эффективность многоступенчатой сепарации особенно ощутима для месторождений лёгкой нефти с высокими газовыми факторами и давлениями на устьях скважин. Регулируемые давление и температура создают условия для более полного отделения газа от нефти. Давление на сепараторе 1-й ступени всегда больше, чем на сепараторах 2-й и последующих ступеней.

Еще недавно использование ПНГ 1-й степени сепарации было основной ступенью очистки, и дальнейшее его использование было нерентабельно и особо неактуально. Попутный газ 2-й и последующих ступеней, как правило, в полном объеме направлялся в факельную линию для сжигания. Причина в том, что газ с последних ступеней является самым сложным в подготовке для дальнейшего применения. Такой ПНГ по плотности и содержанию компонентов СЗ+выше значительно «тяжелее». Но с истечением времени и на большем количестве месторождений данная схема сепарации все больше и больше используется.

Подготовленный попутный газ обычно распределяется следующим образом. Часть его идёт на собственные нужды промысла - подается на подогреватели нефти, применяется в качестве топлива для газопоршневых или газотурбинных электростанций, котельных. Другая часть транспортируется стороннему потребителю, например, на газоперерабатывающий завод с целью получения продуктов газохимии (если ГПЗ находится в районе добычи нефти). Используется ПНГ и для обратной закачки в пласт с целью увеличения нефтеотдачи (система «газлифт»).

Риски:

1. Пожар/взрыв в результате разгерметизации корпуса сепаратора и фланцевых соединений, включая человеческие жертвы

Меры по снижению риска:

1. Регулярное техническое обслуживание и ремонт
2. Техническое диагностирование методами неразрушающего контроля
3. Проведение своевременной ЭПБ
4. Проведение своевременного технического диагностирования
5. Постоянный контроль параметров, как местный, так и дистанционный, включая регулирование уровня

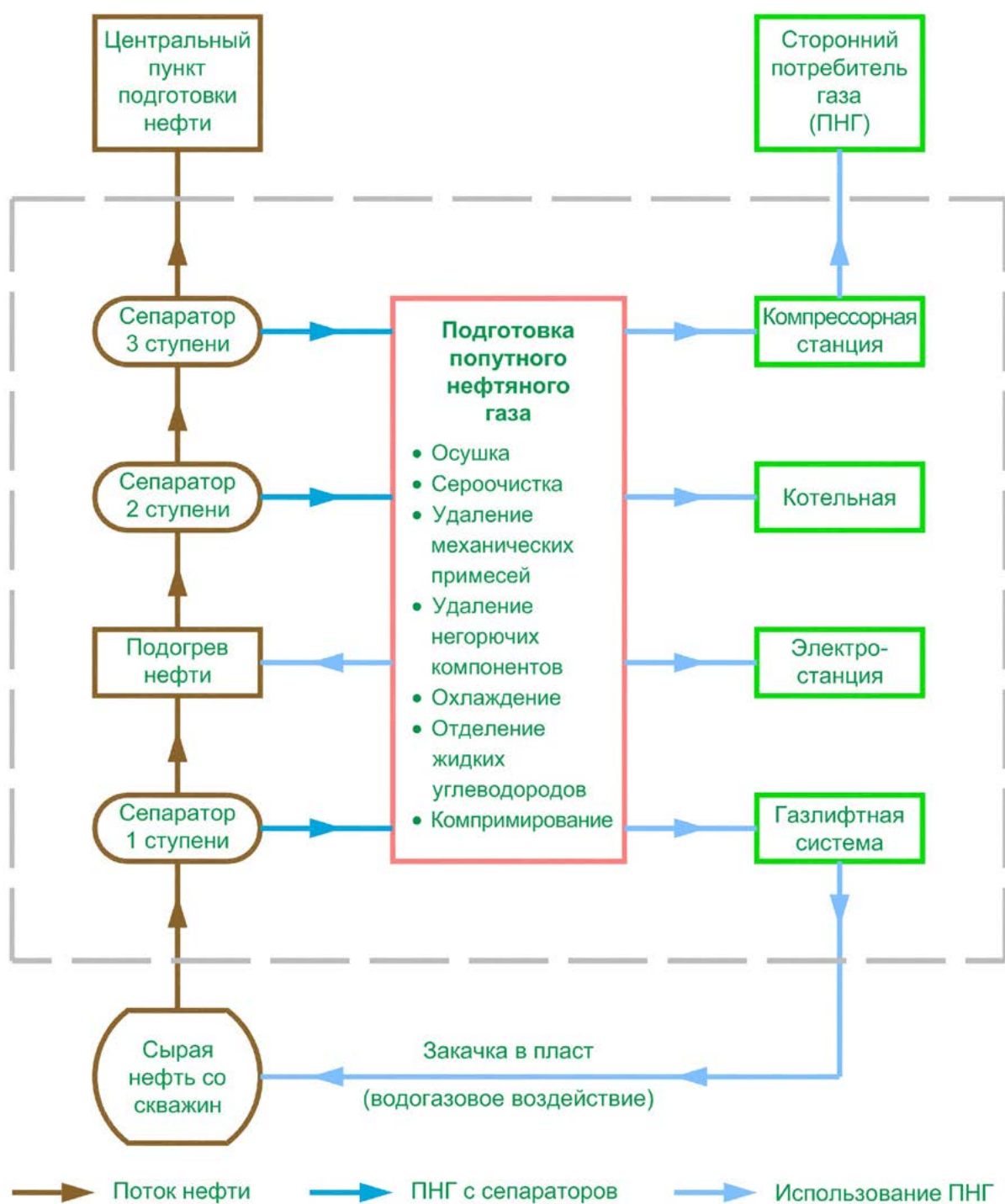


Схема сепарации и реализации ПНГ

Подогреватели и теплообменники



При сборе высокопарафинистой, вязкой нефти, а также нефти, имеющую высокую температуру застывания, с целью снижения вязкости и обеспечения текучести нефти, необходимо периодически подогревать продукцию скважин, от устья скважин вплоть до ЦПС и УКПН. Для этого используют подогреватели и теплообменники.

Число теплообменных устройств зависит главным образом от двух факторов - свойства сырья и количества скважин, что участвуют в нефтедобыче.

Число теплообменных аппаратов на нефтяном промысле может варьироваться от 5 до 200 установок. Но в среднем находится в пределах 40-50 аппаратов. Небольшие месторождения могут включать до 10 теплообменников. Средние промыслы могут использовать 20-80 устройств, тогда как для крупных месторождений нефти наличие даже 100 теплообменников будет недостаточным.

На месторождениях в основном используются 2 вида теплообменников:

- кожухотрубные (поверхность теплообмена между двумя потоками сформирована из труб, заключённых в кожух, а теплообмен осуществляется через поверхность этих труб), для установок мощностью от 100 кВт и выше;
- пластинчатые (один из видов рекуперативных теплообменных аппаратов, в основе работы которого лежит теплообмен между двумя средами через контактную пластину без смешения), для установок мощностью до 100 кВт.

Автоматическое поддержание температуры теплоносителя и защиту от ненормальных режимов работы электрооборудования должна обеспечиваться надежной аппаратурой управления и коммутации.

На некоторых предприятиях установлены печи для подогрева нефти, которые, экспертно, уже требуют замены на теплообменные аппараты. Подогреватели нефти представляют собой газовую печь с промежуточным теплоносителем (чаще всего – водой), предназначенную для подогрева углеводородного сырья и продуктов (нефти, нефтяных эмульсий, газового конденсата, высоковязких нефтепродуктов и т.д.) во время их транспортировки по трубопроводам на промыслах и установках подготовки нефти.



Подогреватель нефти

Риски:

1. Пожар/взрыв в результате разгерметизации трубопроводов и фланцевых соединений

Меры по снижению риска:

1. Регулярное техническое обслуживание оборудования
2. Наличие/исправность датчиков загазованности
3. Наличие/исправность системы автоматического аварийного отключения
4. Наличие/исправность системы автоматического пожаротушения
5. наличие исправного заземления

Резервуарный парк



Нефтегазоводяная жидкость и обезвоженная, обессоленная и стабилизированная нефть хранятся в резервуарах перед первичной подготовкой или подачей на магистральный трубопровод соответственно. По конструктивным особенностям вертикальные цилиндрические резервуары подразделяют на:

- резервуар со стационарной крышей без понтона (РВС);
- резервуар со стационарной крышей с понтоном (РВСП);
- резервуар с плавающей крышей (РВСПК);
- железобетонный резервуар (ЖБР);
- резервуар с защитной стенкой (РВСЗС или «стакан-в-стакане»). Конструктивное решение вертикального стального резервуара РВС, включающее в себя внутренний основной резервуар со стационарной или плавающей крышей и наружный защитный резервуар.

Основные потери углеводородов на предприятиях, связанных с добычей нефти, складываются из потерь от испарения в резервуарах. Потери от испарения составляют значительную часть количественных потерь. А так как при испарении в атмосферу выходят наиболее легкие углеводороды, то происходят и качественные изменения состава углеводородов. Основными видами потерь от испарения в резервуарах являются «большие» и «малые» дыхания.

«Большие дыхания» происходят при заполнении резервуара обезвоженной, обессоленной и стабилизированной нефтью или нефтегазоводяной жидкостью, в результате чего из газового пространства вытесняется в атмосферу паровоздушная смесь. В процессе больших дыханий объем паровоздушной смеси приблизительно равен объему закаченной в резервуар смеси. «Малые дыхания» возникают за счет ежесуточных колебаний температуры и барометрического давления наружного воздуха, а, следовательно, и колебания давления в газовом пространстве резервуара. Уменьшение потерь от малых дыханий достигается сокращением суточных колебаний температур в газовом пространстве путем применения предохранительной окраски резервуаров в светлые тона.

Конструкции резервуаров с плавающей крышей. Плавающие крыши резервуаров действуют как барьер, уменьшающий испарения легких углеводородов из переданной на хранение смеси. Резервуары с плавающей крышей в основном используются для хранения обезвоженной, обессоленной и стабилизированная нефти. Плавающие крыши (ПК) применяются в резервуарах, не имеющих стационарной кровли. Для удобства удаления осадков, выпавших на ПК, последняя должна иметь листовой настил с уклоном к центру. Дождевая вода с ПК отводится через дренажную систему либо из шарнирно-сочлененных, либо из гибких гофрированных труб. С целью усиления жесткости верхней части корпуса резервуара с плавающей крышей вдоль верхнего пояса монтируют кольцевую площадку для сохранения устойчивости и восприятия ветровой нагрузки. Для удаления паровоздушной смеси и газов из-под плавающей крыши на ней установлен предохранительный клапан.

Резервуарные парки являются крупными источниками выбросов углеводородов в атмосферный воздух. Выбросы при хранении углеводородного сырья происходят из-за испарения легких фракций. Даже при использовании резервуаров с плавающей крышей будут наблюдаться значительные концентрации углеводородов в атмосферном воздухе. Выбросы углеводородов резервуарного парка составляют примерно 40 % от общего объема выбросов углеводородов в целом по месторождению.

Резервуары также делят на:

- а) резервуары вертикальные;
- б) резервуары горизонтальные.

Объем вертикальных цилиндрических резервуаров колеблется от 100 до 120 000 м³. Резервуары объемом до 10 000 м³ строят из рулонных заготовок, а больших объемов – методом полистовой сборки. Проектирование резервуаров объемом более 50 000 м³ выполняют по индивидуальным техническим условиям.

Риски:

1. Пожар/взрыв с разливом нефтепродуктов
2. Схлопывание резервуара

Меры по снижению риска:

1. Регулярное техническое обслуживание резервуаров с проведением технического диагностирования
2. Наличие/исправность дыхательных (дыхательных и предохранительных клапанов) и аварийных клапанов
3. Наличие/исправность систем пожаротушения, а также установок охлаждения
4. Наличие молниезащиты резервуаров
5. Исключение из мест нахождения резервуаров горючих и легковоспламеняющихся веществ;
6. Проведение своевременной ЭПБ резервуаров.



Пожар на резервуаре с последующим взрывом

Трубопроводы



Ну и конечно же нельзя забывать о трубопроводах, артериях нефтяного промысла.

Промысловый трубопровод - система технологических трубопроводов для транспортирования углеводородов на месторождении. Промысловые трубопроводы на нефтяных промыслах подразделяются на:

- выкидные линии - перекачивают продукцию скважин (нефть, природный газ, примеси) от устья до групповой замерной установки (ГЗУ);
- нефтегазосборные коллекторы - перекачивают от ГЗУ до ДНС;
- нефтесборные коллекторы - расположены от ДНС до центрального пункта сбора (ЦПС);
- газосборные коллекторы - перекачивают газ от пункта сепарации до компрессорной станции (КС);
- промысловые газопроводы для сбора попутного нефтяного газа (подводящие газопроводы (аналогичны выкидным линиям промысловых нефтепроводов), сборные коллекторы (аналогичны нефтяным сборным коллекторам), нагнетательные газопроводы.);
- промысловые ингибиторопроводы (служат для подачи ингибиторов и других химических реагентов в скважины и на другие объекты промысла);
- промысловые водопроводы (предназначены для подачи воды к нагнетательным скважинам с целью поддержания пластового давления и для сбора пластовых вод, добытых вместе с нефтью, в водоносные горизонты. Подразделяются на магистральные, начинающиеся у насосных станций второго подъёма; подводящие, соединяющие магистральные водопроводы с кустовыми насосными станциями; разводящие, соединяющие кустовые насосные станции с нагнетательными скважинами).

Диаметр выкидных линий в зависимости от дебита скважин 75-150 мм, протяженность - определяется технико-экономическими расчетами и может достигать 4 км и более.

Диаметр нефтяных сборных коллекторов 100-350 мм, протяженность - 10 км и более.

Различают нефтепроводы:

- самотечные (нефть движется под действием гравитационных сил, обусловленных разностью вертикальных отметок в начале и конце трубопровода),
- напорно-самотечные (в нефтепроводе движется только нефть, газовая фаза отсутствует),
- свободно-самотечные, или безнапорные (нефть и газ движутся отдельно).

Основная причина отказов трубопроводов нефтяных промыслов, как показала практика, из-за внутренней коррозии металла труб (более 80% всех отказов). Основное количество аварий связано с нефтесборными и напорными нефтепроводами (от ДНС) и водоводами высокого давления.

При крупной аварии помимо материального ущерба, может быть включено:

- расчет сверхнормативной платы за загрязнение водных объектов;
- расчет платы за загрязнение земель;
- расчет платы за загрязнение атмосферного воздуха.

В ряде случаев возможно начисление штрафов за нанесение ущерба лесам и промысловым видам животных.

Риски:

1. Пожар/взрыв с разливом нефтепродуктов
2. Загрязнения окружающей среды в результате разливов
3. Полная или частичная остановка нефтяного промысла

Меры по снижению риска:

1. Регулярное техническое обслуживание трубопроводов с проведением технического диагностирования.
2. Ведение коррозионных карт с расчетом скорости коррозии.
3. Проведение своевременной ЭПБ.
4. Проведение своевременного ремонта и замены трубопроводов.
5. Применение ингибиторов коррозии.

Примеры аварий на нефтяных промыслах



I. Авария на кустовой площадке № 3 нефтепромысла № 3 Южно-Хыльчужского месторождения. При бурении скважины № 1ВЗ на установке УПА-60Ч80 породоразрушающим инструментом была нарушена целостность эксплуатационной колонны нефтедобывающей скважины № 224 с последующим открытым выбросом нефтегазосодержащей жидкости через затрубное пространство скважины. В результате на указанной скважине загрязнена часть технологической площадки и прилегающая территория (снежный покров общей площадью 2,41 га), произошло интенсивное скопление нефтесодержащей жидкости на площади 800 м². Общее количество поступившей из аварийной скважины нефтесодержащей жидкости составило 35 т.

II. Авария на нефтепроводе «КСП-56-УПН «Возей», к северу от г. Усинска, на 69-м км автодороги Усть-Уса–Харьга (Возейское нефтяное месторождение, Республика Коми; Печорское МУТЭН). Из-за брака, допущенного при монтажных работах, и кратковременного увеличения давления в промысловом трубопроводе после запуска устройства очистки произошёл разрыв прокладки на задвижке ЗКЛ 150х40. В результате стока паводковых вод нефтесодержащая жидкость по склону попала с места разгерметизации во временный водоток протяжённостью около 400 м и далее в ручей Евсявис. Объём утечки нефтесодержащей жидкости – 3,19 м³.

III. Разгерметизация промыслового нефтесборного коллектора Ду 426х10 с последующим возгоранием. Экономический ущерб от аварии составил 4 952 000 руб.

IV. Авария произошла 28 апреля на втором резервуаре установки предварительной подготовки нефти. Причинами аварии явилось самопроизвольное возгорание пирофорных отложений внутри резервуара с последующим возгоранием паровоздушной смеси углеводородов в резервуаре. Кроме того, в порядке отчистки объекта не были определены мероприятия по контролю за температурой внутри аппаратов и резервуаров, обеспечивающие безопасность работающих. Ростехнадзор также нашел неэффективной работу производственного контроля за безопасной эксплуатацией опасного производственного объекта.

V. На площадке обслуживания электродегидратора установки первичной переработки нефти, находившейся на нормальном технологическом режиме, произошёл пожар. Повреждены изоляционные покрытия электродегидратора, корпус трансформатора, кабели и провода, разрушены электроды изоляторов. Пострадавших нет. Экономический ущерб 2,158 млн рублей.

VI. При выполнении подрядной организацией монтажных и сварочных работ на резервуаре, предназначенном для хранения нефти, с целью оснащения резервуара системой пенотушения произошел его взрыв с последующим возгоранием. Разрушен резервуар, повреждены технологические трубопроводы обвязки резервуара, деформированы металлические конструкции технологических трубопроводов и кабельной эстакады, попавшие в зону горения. Смертельно травмированы работники подрядной организации. Экономический ущерб составил 2,5 млн. рублей.

VII. При проведении подготовительных работ к зачистке резервуара для хранения топлива произошел взрыв взрывоопасной смеси паров углеводородов и воздуха, с последующим неконтролируемым горением (пожаром). Разрушены резервуары, технологические трубопроводы. Пострадавших нет. Экономический ущерб от аварии составил 514,8 тыс. рублей.

VIII. Разгерметизация трубопровода по нижней образующей с полным раскрытием трубопровода, выброс газодонефтяной эмульсии на площади 7600 м², расчетный объем излившейся жидкости (93, 4 тонны нефти с учетом обводненности). Двое пострадавших, один из которых погиб. Поврежден участок нефтегазосборного трубопровода протяженностью 10 метров. На 4 суток остановлен фонд скважин в количестве 159 скважин с режимом 41 127 м³/сутки. Прямые убытки: 2 653 789 руб. Затраты на локализацию, ликвидацию аварии и расследование причин аварии: 40 080 руб. Социально-экономические потери: 6 842 493 руб. Экологический ущерб: 17 941 500 руб.

IX. При проведении подготовительных работ к зачистке резервуара (перекачка нефтепродукта (бензина) из одного резервуара в другой) произошел взрыв топливно-воздушной смеси, с последующим возгоранием нефтепродукта. Разрушен резервуар вертикальный стальной, повреждены и разрушены технические устройства. Пострадавших нет.

X. При ведении технологического процесса на блоке осушки газа на установке низкотемпературной конденсации в районе фильтров произошла разгерметизация технологического трубопровода углеводородного конденсата, с последующим истечением горючего газа и возгоранием. Повреждены технологические трубопроводы и аппараты, запорная арматура, металлоконструкции, теплоизоляция. Пострадавших нет. Экономический ущерб от аварии составил 66,2 тыс. рублей.

XI. На резервуарном парке Установки подготовки нефти (УПН), произошел взрыв в технологическом резервуаре РВС-5000, повлекшим его разрушение и возгорание нефти. Пожар распространился еще на 2 рядом стоящих резервуара. Общий ущерб составил 53 914 000 руб.

XII. При выполнении огневых работ по монтажу нестандартного фланцевого соединения на участке технологического трубопровода произошло возгорание паров нефтепродукта с последующим распространением пожара внутри помещения насосной нефтепродуктов. Повреждено технологическое оборудование, силовые электрокабели. Смертельно травмирован электрогазосварщик. Экономический ущерб составил 5 050 000 руб.

XIII.

Раздел будет в последствии дополняться.

Меры по снижению риска аварийных ситуаций



Помимо ранее озвученных основных решений по предупреждению аварийных ситуаций и снижению риска можно выделить:

- обучение работников, проверку их знаний и навыков безопасности труда, подготовкой к предупреждению, локализации и ликвидации аварийных ситуаций, в том числе повышение квалификации персонала;
- постоянный надзор и контроль над соблюдением правил техники безопасности, промышленной безопасности, обеспечение безопасных условий труда для сотрудников, а также осуществление контроля со стороны заказчика за подрядными организациями при проведении работ
- проведение анализа коррозионной ситуации, определение основных факторов и причин коррозионного износа, экономический анализ различных вариантов защиты, проведение работ по борьбе с коррозией внутренней поверхности трубопроводов и оборудования.
- применение быстродействующей герметичной запорной и регулирующей арматуры и средств локализации аварийных ситуаций;
- осуществление технических и организационных мер по предотвращению разлива нефти, взрыва и противопожарной защите;
- содержание в исправном состоянии, проведение своевременного ремонта сооружений защиты от разлива нефти (обвалования, траншеи, сборники);
- соблюдение технологического режима;
- ежесменный (ежедневный) осмотр технологических трубопроводов, арматуры и устройств ответственным лицом с целью выявления утечек нефти;
- использование оборудования локальных систем оповещения и сигнализации при отклонение регулируемых параметров от заданных;
- постоянный мониторинг работающего оборудования;
- тщательный контроль утечек с помощью электронных датчиков и приборов для объемных измерений;
- поддержание в постоянной готовности сил и средств ликвидации аварии.