



ФГБОУ ВО ЮГУ
ИНСТИТУТ
НЕФТИ И ГАЗА

*Лекционный материал по дисциплине:
Обустройство нефтяных
месторождений*

*Преподаватель:
к.т.н., доцент ВНИИ
Майер Андрей Владимирович*

ПЛАН ЛЕКЦИЙ

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТНОГО ПРОИЗВОДСТВА

- 1.1. Стадии проектирования
- 1.2. Организация проектного производства
- 1.3. Требования к уровню подготовки специалистов
- 1.4. Структура проектной организации
- 1.5. Взаимоотношения с заказчиком

2. СОСТАВ ОБЪЕКТОВ ПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА

- 2.1. Структура промысла
- 2.2. Динамика жидкостных и газовых потоков на промысле
- 2.3. Границы проектирования
- 2.4. Кусты скважин
- 2.5. Пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды
- 2.6. Резервуарные парки
- 2.7. Насосные внешней перекачки нефти

ПЛАН ЛЕКЦИЙ

- 2.8. Система поддержания пластового давления
- 2.9. Сеть трубопроводов нефтесбора
- 2.10. Нефтепромысловая газовая система
- 2.11. Газлифт

3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

- 3.1. Алгоритм принятия технического решения
- 3.2. Разработка технологической схемы
- 3.3. Генеральный план ДНС. основные принципы размещения сооружений на площадке
- 3.4. Компоновка сооружений ДНС

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТНОГО ПРОИЗВОДСТВА



1.1. Стадии проектирования

Объекты обустройства нефтедобывающего комплекса являются, в основном, опасными производственными объектами. Проектирование комплексного обустройства или отдельных его сооружений производится в несколько стадий. В соответствии с нормативными требованиями проект на строительство объекта проходит три стадии:

Обоснование инвестиций в строительство (ОИС);

Проект (П);

Рабочая документация (Р).

Каждая стадия проектирования решает определенные задачи.

Назначение ОИС заключается:

в определении экономической целесообразности строительства;

в проработке основных вариантов строительства;

в выборе основных технических решений;

в согласовании рекомендованного варианта с экспертными организациями;

в отводе земельного участка для реализации проекта.

Проект:

конкретизирует технические решения по выбранному варианту проектируемого объекта;

определяет потребность в технологическом оборудовании и материалах для строительства;

определяет возможность разработки и поставки оборудования отечественными или иностранными производителями для реализации проекта;

представляет оценку вреда, наносимого производственному персоналу, населению и окружающей среде;

уточняет экономическую эффективность строительства.

Рабочая документация разрабатывается с целью возможности реализации проекта. В объем рабочей документации входят комплекты чертежей, необходимых для выполнения на строительной площадке строительных, монтажных, электротехнических и др. работ.

Этапность проектирования позволяет найти наиболее рациональное решение, эффективность которого оценивается как в стоимостном выражении, так и в показателях надежности, безопасности, реальности задуманных идей. Продукция проектной организации проходит строгий контроль со стороны экспертных органов, призванных обеспечить в стране промышленную, экологическую, санитарную, пожарную безопасность. Отсюда вытекает необходимость обеспечения квалифицированного принятия технических решений на всех этапах и стадиях его разработки. Отсюда вытекают требования к работникам проектных организаций в части уровня подготовки специалистов, качества изучения нормативных документов, освоения новых технологий и оборудования.

Каждая стадия проекта состоит из отдельных узкоспециализированных частей, разрабатываемых разными специалистами.

1.2 Организация проектного производства

В проектировании каждого сооружения принимают участие проектировщики разных специальностей. Например, простейшее сооружение комплекса в своем составе имеет строительные конструкции, технологическое оборудование и трубопроводы, средства контроля и автоматизации, электрический привод и освещение, отопление и вентиляцию, водоснабжение и канализацию. Проектные работы по каждому из обозначенных направлений проводятся специалистами, имеющими соответствующую подготовку. Строительная часть сооружения разрабатывается специалистами строительного профиля, части водоснабжения и канализации, отопления и вентиляции выполняются специалистами-сантехниками и теплотехниками. Очень важно организовать совместную разработку частей проекта в согласованном виде. Если каждый специалист-проектировщик работает в отрыве от специалистов смежных направлений, проектируемый объект не может быть завершен или его решения из-за несогласованности не могут быть реализованы на строительной площадке. Представим себе, для примера, что в одной и той же точке пространства строитель разместил строительную конструкцию, технолог проложил трубопровод, сантехник закрепил воздуховод, а электрики провели пучок кабелей.

Согласованность собственных технических решений с решениями смежных специальностей является залогом успешной работы проектной организации. Для увязки интересов смежных специальностей определяется ведущий отдел, в обязанность которого входит важнейшая функция распределения пространства в проектируемом объекте между участниками проектирования.

Проектируемые объекты и сооружения разделяются по функциональному направлению на отдельные виды. Объекты, решающие технологию сбора и подготовки нефти, воды и газа, относятся к **технологическим сооружениям**. Объекты, обеспечивающие бытовые условия обслуживающего персонала, являются **бытовыми или административными сооружениями**, объекты энергообеспечения относятся к **энергетическим объектам** и так далее. На каждом сооружении выделяется основная направленность его деятельности, в соответствии с чем такие объекты закрепляются за соответствующим проектным подразделением.

Ведущим отделом насосной станции, обеспечивающей технологическую функцию, определяется **технологический отдел**. Ведущим отделом по проектированию электрической подстанции является **электротехнический отдел**. Ведущим отделом по проектированию административно-бытового корпуса является **архитектурно-строительный отдел**.

Рост квалификации специалиста проходит по определенным законам. Приоритетной задачей молодого специалиста является освоение работ по выбранной специальности. На втором плане присутствует необходимость получить четкие представления о работе смежных отделов. Из опыта известно, что основные недоработки и ошибки в проектах допускаются именно на границах смежных специальностей. Надежное перекрытие этих границ зависит от знания обязанностей и возможностей своего смежника.

Молодому специалисту простительно некоторое заблуждение в вопросах смежных специальностей. Опытный специалист проектировщик отличается от молодого специалиста тем, что он прекрасно знает работу в границах своей ответственности, кроме того имеет четкие представления о возможностях специалиста смежной специальности за пределами этих границ.

1.3 Требования к уровню подготовки

Проектирование промышленных объектов выполняется специалистами, прошедшими обучение в высших учебных заведениях. **Инженер-проектировщик должен** в совершенстве владеть методами расчета элементов на прочность, четко ориентироваться в вопросах температурных деформаций строительных конструкций и трубопроводных систем, знать технологию подготовки нефти, технологию транспорта однофазных и двухфазных смесей, способы их разделения и хранения. Высшие учебные заведения готовят, как правило, специалистов широкого профиля, которые знают "понемногу о многом", однако их знаний и особенно опыта не достаточно для самостоятельного принятия решений. В ряде институтов готовят специалистов по транспорту и хранению нефти и газа, однако специалисты с дипломом инженера получают весьма смутные представления о насосах, компрессорах, совершенно не ориентируются в схемах обвязки такого оборудования, в технологии пуска и остановки, регулирования подобных машин, а по вопросам кавитации и помпажа центробежных машин не имеют даже элементарных представлений. С большим сожалением можно констатировать факт ликвидации таких дисциплин в программах ведущих ВУЗов страны, как гидравлика и гидродинамика.

Технология сбора и подготовки нефти проста по своему содержанию, так как здесь отсутствуют сложные химические процессы, однако многие из процессов сбора и подготовки не имеют серьезного научного обоснования – в этом заключается трудность использования известных математических моделей, так как они, в основной своей массе, не дают требуемой точности расчета. В связи с этим следует отметить отсутствие теории сепарации газожидкостной смеси, отстоя воды из водонефтяной смеси, теории фильтрации, взаимодействия фаз в трубопроводе при их совместном транспорте. Математические модели обозначенных процессов разработаны на основе анализа результатов экспериментов. Они зачастую не учитывают специфики промысловых объектов, различных свойств добываемой продукции. В такой ситуации весьма важное значение приобретает вопрос научного сопровождения процесса проектирования. **Проект промышленного обустройства должен выполняться** на основании и в соответствии с рекомендациями специализированной научно-исследовательской организации, которая на основании специальных исследований свойств и параметров добываемой продукции выдает технологический регламент на проектирование объекта. С началом перестройки выдача регламентов на проектирование прекратилась.

Требования, которым должен соответствовать специалист-технолог, занимающийся проектированием промышленных объектов:

инженерная подготовка по процессам и аппаратам;
владение математическим аппаратом, основами сопротивления материалов, экономическими знаниями;

обладать пространственным мышлением, позволяющим фантазировать в трехмерном пространстве;

иметь смелость принимать ответственные технические решения, от которых зависит эффективность производства, безопасность людей его обслуживающего, экологическая безопасность населения.

1.4 Структура проектной организации

Проектный институт состоит из ряда основных производственных подразделений и ряда вспомогательных служб. К числу производственных относятся отделы или самостоятельные группы по специализации работ:

Подразделение проектирования генеральных планов и автодорог;

Подразделение технологического проектирования;

Подразделение проектирования контроля и автоматизации производства;

Подразделение строительного проектирования;

Подразделение проектирования электротехнической части проекта;

Подразделение проектирования отопления и вентиляции;

Подразделение проектирования водоснабжения и канализации;

Подразделение теплотехнического проектирования;

Подразделение проектирования смет и проектов организации строительства;

Подразделение проектирования охраны окружающей среды;

В числе вспомогательных подразделений в составе проектного института могут быть:

Технический отдел, укомплектованный главными специалистами по основным направлениям проектного производства;

Отдел оформления проектно-сметной документации;

Технический архив;

Техническая библиотека;

Служба поддержки средств вычисления и размножения документации.

В составе проектного института в обязательном порядке имеется бухгалтерия, плановое подразделение, служба снабжения, транспортное подразделение.

Возглавляет проектный институт директор. Общее техническое руководство проектированием осуществляет главный инженер, или технический директор института. Руководство за ходом работ по каждому объекту проектирования осуществляет главный инженер проектов.

1.5 Взаимоотношения с

На качество проектных работ, на безопасность и работоспособность запроектированных объектов большое влияние оказывает уровень взаимоотношений между проектной организацией и заказчиком. В этом разрезе следует рассматривать весь комплекс вопросов: **согласованность технических решений**, **активность сторон в вопросах сбора и выдачи исходных данных для проектирования**, **стоимость проектных работ**, **сжатые сроки проектирования**, **надежность и гибкость проектных решений**, *позволяющих естественное наращивание мощностей объекта без значительных объемов демонтажа.*

Добрые и доверительные отношения между Заказчиком и проектировщиком являются результатом длительных контактов. Высокий технический уровень объекта определяется качеством его проекта.

Прежде, чем наносить объект на бумагу, необходимо включить воображение. Необходимо детально представить себе проектируемый объект на всех стадиях и этапах его развития. Ведь промысловые объекты – это высокодинамичные технологии, параметры которых изменяются вслед за объемами бурения скважин и обводненностью нефти.

На начальном этапе проектировщик обязан не только выдать документацию на объекты опытной эксплуатации, но и детально проработать перспективу его развития. При этом на генплане определяются места перспективного развития сооружений. Новые объекты, появляющиеся в перспективе, не должны снижать качество проектируемого комплекса в части минимизации межблочных коммуникаций, соблюдения зональности площадок по уровню взрывопожароопасности размещаемых на них сооружений, наличию удобных подходов, подъездов, проездов как на начальном, так и на завершающем этапах строительства.

Если проектная организация ведет постоянное проектирование объекта, вся информация о технологических решениях накапливается и длительно сохраняется в архиве института. При необходимости разработки новых объектов на такой площадке не возникает проблем со сбором исходной информации, так как большой объем этой информации находится в институте. При этом в материалах, не выдаваемых заказчику, институт хранит и проработки на перспективное развитие объекта. Наличие этих материалов позволяет естественным образом вписать новые объекты в схему генерального плана. В этом проявляется техническая политика института, направленная на долгосрочное проектирование объекта на всех этапах его жизни.

Разработка вопросов перспективного развития объекта организуется главным инженером проекта с привлечением ведущих специалистов проектного института.

Добрые отношения выгодны и Заказчику и проектировщику.

2. СОСТАВ ОБЪЕКТОВ ПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА



2.1 Структура промысла

Структура сооружений нефтяного промысла зависит от масштаба месторождения. Месторождения, имеющие малую нефтеносную площадь, не имеют полного набора сооружений, обеспечивающих выдачу товарной нефти. Такие месторождения нуждаются в кооперации с объектами соседних месторождений. Очень крупные месторождения разделяются на ряд участков, оснащенных полным комплектом сооружений, обеспечивающих все стадии сбора, подготовки, хранения нефти и выдачи товарной продукции внешнему потребителю.

По определению временных норм технического проектирования ВНТП 3-85 **дожимная насосная станция (ДНС)** является начальным звеном в схеме подготовки нефти. Ее продукцией является сырая нефть, не отвечающая требованиям ГОСТ по содержанию воды и давлению насыщенных паров. Окончательная подготовка нефти должна проводиться на **комплексных сборных пунктах (КСП)**. Далее предусматривается сбор товарной нефти на **центральных товарных парках (ЦТП)**. Однако такое распределение функций характерно только для крупных месторождений. На средних месторождениях процесс подготовки нефти завершается, как правило, на ДНС, для чего они оснащаются установками концевой сепарации и резервуарами товарной нефти.

Для распределения месторождений по размеру нефтеносной площади на **малые**, **средние** и **крупные** можно использовать следующие данные:

по максимальному отходу забоя скважин от вертикали, равному 1200–1300 м нефтеносная площадь, дренируемая скважинами одного куста, приблизительно составит 7 км²;

при максимальном удалении куста от ДНС по сетям нефтесбора, равном 10 км, предельная нефтеносная площадь, обслуживаемая одной ДНС, составит ориентировочно 350–400 км²;

максимальное количество кустов, подключаемых к одной ДНС, может достигать 30–40 штук.

При площади нефтеносного пласта **меньше 100 км²** месторождение **следует классифицировать, как малое**, **при площади до 400 км², как среднее**, **при площади более 400 км² – как крупное месторождение.**

Если нефтеносная площадь превышает 400 км², на промысле создается вторая, третья и так далее ДНС.

2.2 Динамика жидкостных и газовых потоков на промысле

Нефтяной промысел – динамичный объект, параметры которого изменяются во времени на протяжении всего периода разработки месторождения.

Освоение месторождения начинается с ввода в эксплуатацию малого числа скважин. Затем ведется интенсивное разбуривание залежи с выходом на максимальный уровень добычи. После этого начинается снижение добычи, связанное с истощением пласта.

На рис. 2.1 и 2.2 представлена динамика жидкостных и газовых потоков.

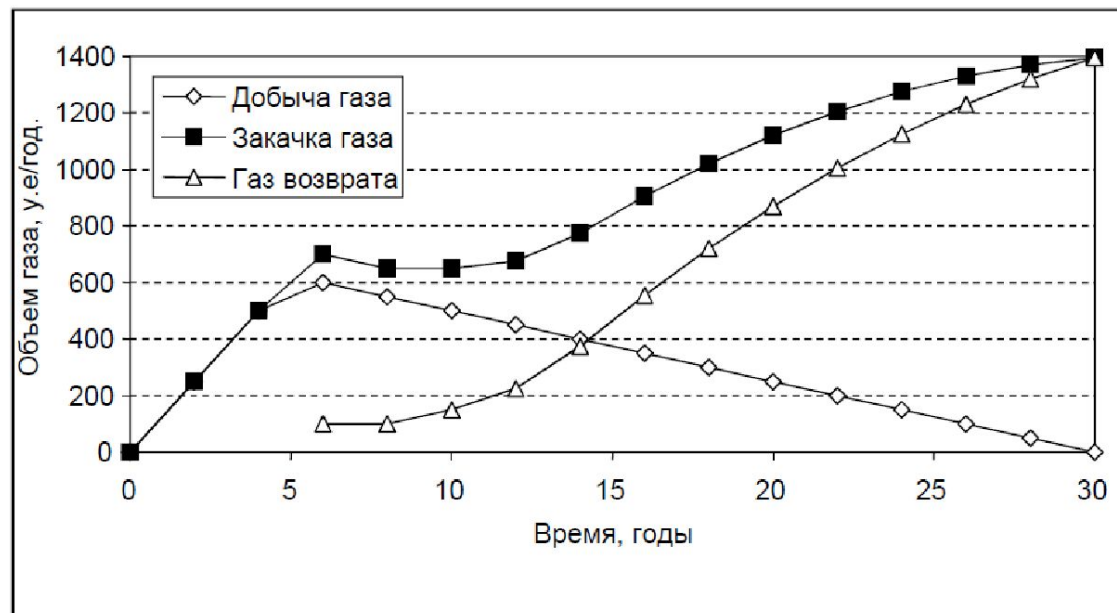
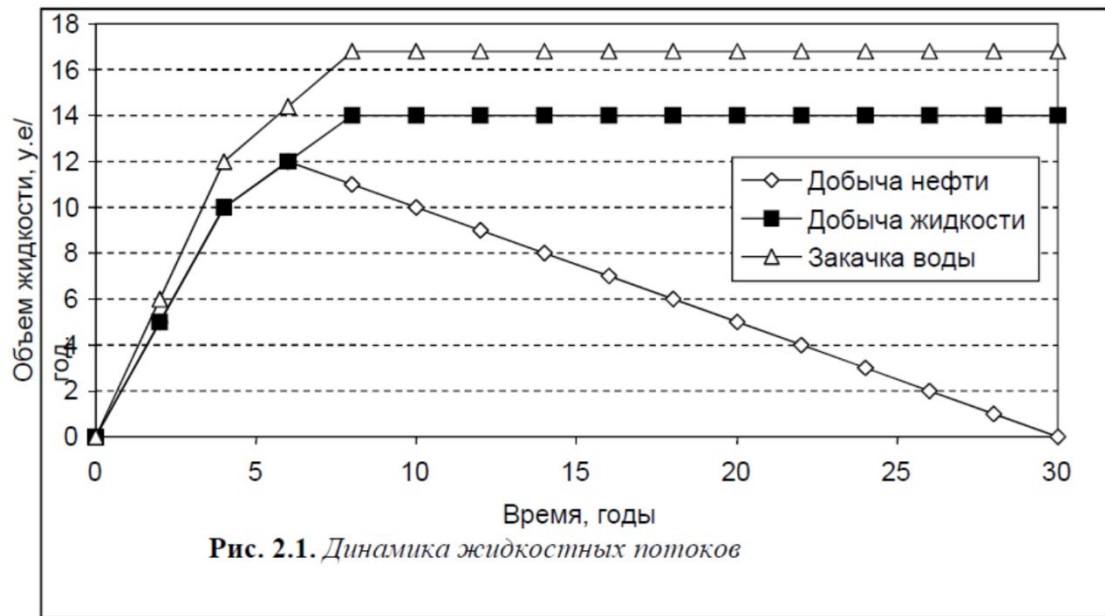


Рис. 2.2. Динамика газовых потоков

Вопросы изменения уровня добычи нефти, жидкости, степени обводненности продукции скважин обычно рассматриваются в технологической схеме разработки месторождения. Результаты этих проработок являются исходными данными для расчета нефтесборных сетей, системы ППД, системы утилизации попутного нефтяного газа.

Выделяя первый пусковой комплекс обустройства, проектировщик должен учитывать изменение параметров, влияющих на технические решения пускового комплекса, в перспективе. Фактически проектировщик должен представить себе модель промысла, которой он будет соответствовать на разных этапах его развития: в период роста добычи нефти, при максимальном объеме добычи, и в период падающей добычи.

Объекты обустройства должны подстраиваться под потребность промысла, которая изменяется во времени.

Из практики известно, что завышенный диаметр нефтесборного трубопровода в начальный период разработки месторождения приводит к быстрому выходу его из строя по причине "канавочной" коррозии. Предположим, что расчетный срок работы такого трубопровода составляет 18 мес. Спрашивается, зачем строить трубопровод большого диаметра с учетом максимальной его загрузки, если до момента ее наступления трубопровод успеет износиться 3–4 раза. Конечно же, в этом случае придется строить трубопровод, на малый расход продукции скважин, способный противостоять агрессивному воздействию 6–8 лет, после чего потребуются его замена трубопроводом большей пропускной способности.

Замена нефтесборных сетей в процессе эксплуатации обычно требует остановки добывающих скважин, работающих на этот трубопровод. Остановка скважин приводит к снижению добычи нефти.

Вопрос надежности нефтесборной сети имеет существенное значение не только для функционирования промысла, но и для окружающей среды. Если рассмотреть динамику ввода нефтесборных сетей за весь период разработки месторождения, обнаружится интересное свойство, заключающееся в том, что коридоры коммуникаций на подходах к границе ДНС оказываются перенасыщенными трубопроводами, линиями электропередачи. На седьмой–десятый год разработки практически невозможно проложить новый трубопровод без нарушения действующих норм и правил. Этому способствует необдуманная "рационализация" строительства сетей, когда трубопроводы прокладываются не параллельно, а под некоторым углом друг к другу, когда не учитывается перспектива развития коридора коммуникаций, не резервируется место для прокладки трубопроводов в будущем. В середине периода разработки месторождения новый трубопровод приходится прокладывать, пересекая существующий коридор несколько раз, так как свободное место для него можно найти то слева, то справа от существующих коммуникаций.

Нефтесборные трубопроводы на подходе к площадке ДНС должны прокладываться в 1 линию из труб, стойких к коррозионно-эрозионному разрушению на полное развитие промысла с возможностью подключения к ним новых нефтесборных трубопроводов на некотором удалении от площадки ДНС (500–1000 м). Это позволит исключить параллельную прокладку труб на подходах к ДНС. Аналогичное решение целесообразно на ответственных участках переходов через водные преграды, а также в водоохранной зоне. Зачем пересекать водную преграду тремя–пятью линиями нефтесбора, если вместо этого можно положить один стеклопластиковый трубопровод на максимальную пропускную способность и при необходимости подключать к нему дополнительные нитки стального трубопровода на обоих берегах водной преграды.

2.3 Границы проектирования

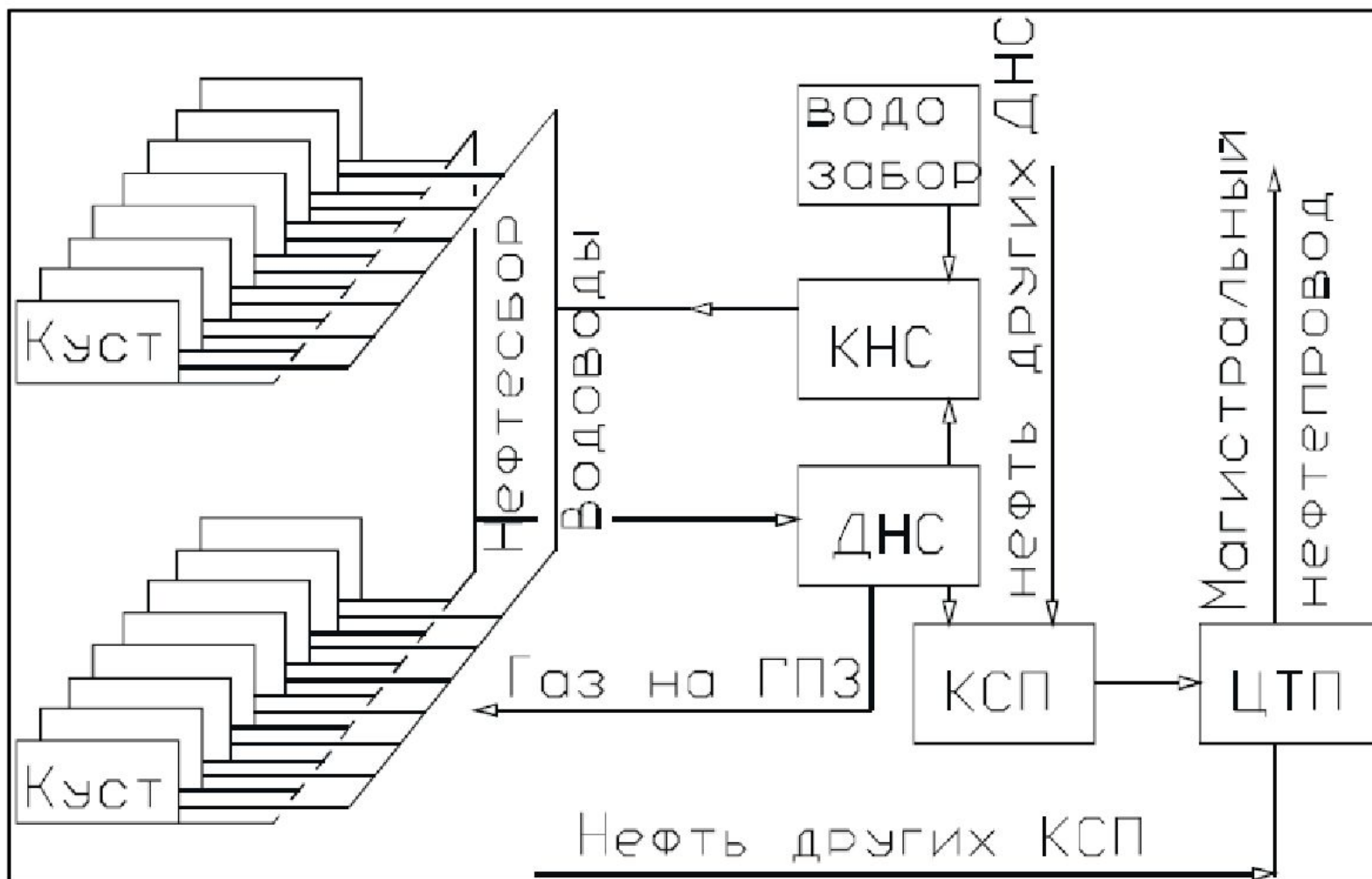


Рис. 2.3. Блок-схема нефтедобывающего комплекса

В состав комплекса нефтепромыслового обустройства входят следующие сооружения:

кусты скважин;

пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды;

резервуарные парки;

насосные внешней перекачки нефти;

система ППД, кустовые насосные станции (КНС);

сеть трубопроводов нефтесбора;

водозаборные сооружения;

электрические подстанции и линии электропередачи;

промысловые автодороги.

2.4 Кусты скважин

Сырьем проектируемой системы промышленного обустройства является продукция нефтедобывающих скважин. Скважины на нефтяном месторождении группируются в **кусты**. Кустовая схема разбуривания нефтяного месторождения принята в Западной Сибири в целях снижения затрат на передвижку буровых станков, на строительство коридоров коммуникаций, а также в целях централизации контроля за работой скважин и их обслуживания.

Скважины куста разбуриваются, как правило, одним буровым станком, перемещаемым по площадке от одной скважины к другой. Скважины на кустовой площадке размещаются в соответствии с требованиями норм проектирования и техническими условиями буровой организации. Устья всех скважин куста размещаются на одной линии. Скважины разделяются на группы. В составе каждой группы находится от 2 до 4 скважин, размещаемых на расстоянии 5 м друг от друга. Следующая группа отстоит от предыдущей на 15–22 м. В составе одной кустовой площадки может размещаться от 4–5 до 16–18 скважин. Количество скважин, включаемых в состав одного куста, существенным образом влияет на экономическую эффективность бурения и добычи нефти. Максимальное укрупнение куста приводит к значительному смещению забоя скважин от вертикали, проходящей через ее устье. Величина смещения влияет на объем проходки при бурении скважин, чем больше отход, тем выше стоимость буровых работ и ниже надежность работы скважинного оборудования. Оснащение малодебитных скважин плунжерными насосами ограничивает предельное смещение забоя величиной 1200–1300 м.

Общая закономерность зависимости экономической эффективности от степени укрупнения кустовых площадок состоит в том, что укрупнение куста (увеличение количества скважин, разбуриваемых с одной кустовой площадки) приводит к увеличению стоимости буровых работ, однако при этом резко снижаются затраты на строительство и эксплуатацию коридоров коммуникаций. Поиск оптимального решения по степени укрупнения куста является типичной оптимизационной задачей.

Проект скважин кустовой площадки не входит в состав проекта обустройства месторождения. Границей проектирования скважин и обустройства является запорная арматура, размещаемая на устье скважины. Проект обустройства месторождения начинается с выхода запорной арматуры каждой скважины.

В составе кустовых площадок, кроме добывающих скважин, размещаются следующие сооружения:

выкидные линии, соединяющие добывающие скважины с групповой замерной установкой;

групповая замерная установка (ГЗУ), предназначенная для осуществления контроля за работой добывающих скважин;

нагнетательные скважины, предназначенные для закачки в нефтяной пласт воды и/или газа для поддержания пластового давления;

водораспределительные и/или газораспределительные гребенки, обеспечивающие распределение и учет агентов, закачиваемых в пласт;

водозаборные скважины, являющиеся источником получения дополнительных объемов воды, подаваемой в пласт;

блок подачи реагентов в продукцию скважин для подавления коррозионных процессов в нефтесборных трубопроводах, для борьбы с асфальтосмолопарафиноотложениями;

локальная кустовая система канализации, которая обеспечивает сбор и утилизацию протечек нефти и пластовой воды в процессе эксплуатации и ремонта скважин и наземного оборудования, а также сбор ливневых стоков с площадок, имеющих твердое покрытие;

блоки управления и оборудование электроснабжения куста.

Кусты скважин размещаются, как правило, на заболоченных участках или на затапливаемой пойме. Началу производства буровых работ предшествует подготовка территории куста. Она связана со значительным объемом земляных работ. Производится отсыпка площадки куста привозным грунтом, в необходимых случаях – гидроизоляция кустового основания, укладка лежневого основания с последующей отсыпкой грунта по лежневке на высоту не менее 0,8 м.

Территория кустовой площадки обваловывается земляным валом, примыкает к промышленной автодороге, имеет 1–2 въезда.

Пример компоновки кустовой площадки представлен на рис. 2.4.

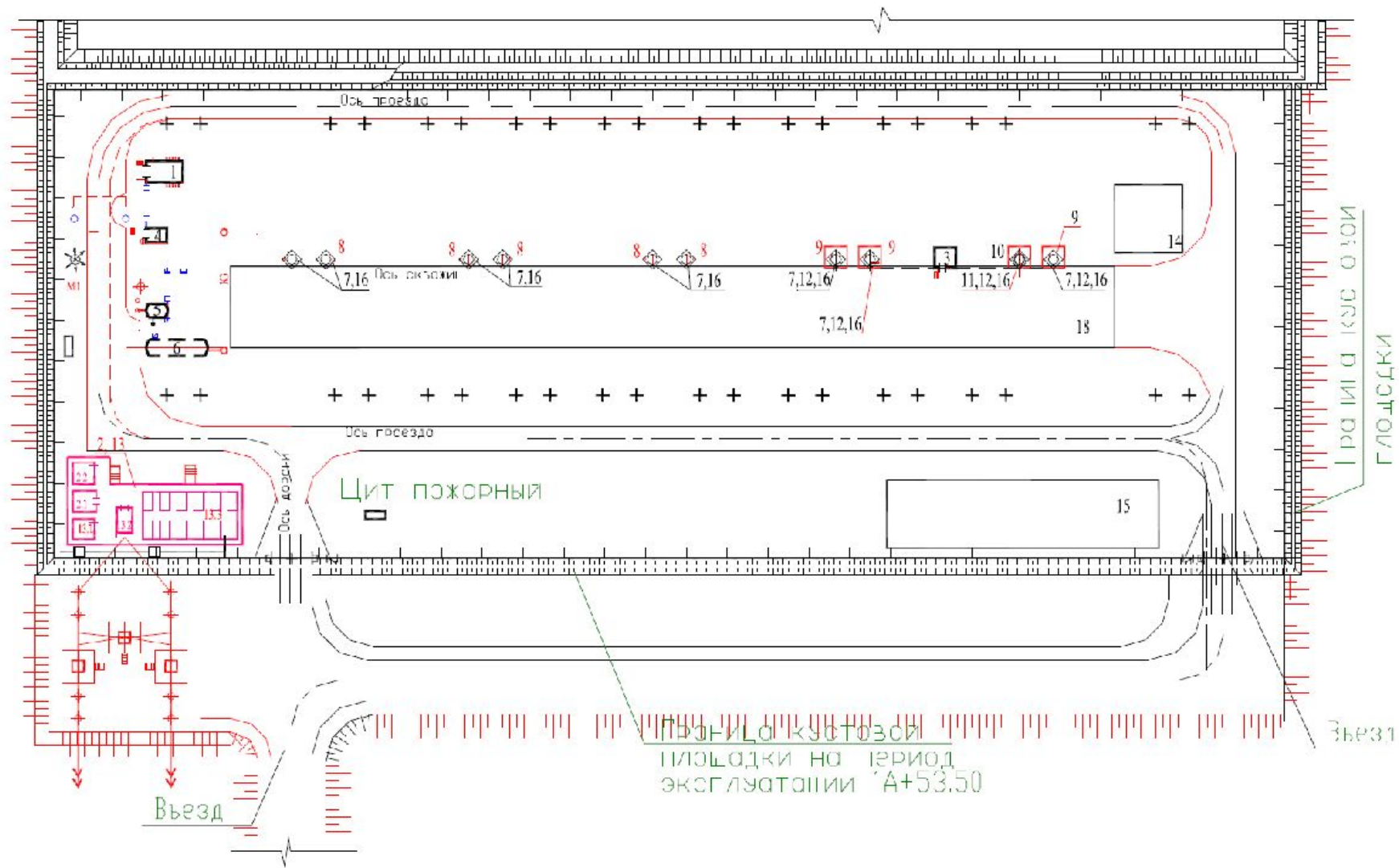


Рис 2.4. Кем ію овка кустовой площадки

Выкидные трубопроводы соединяют нефтедобывающие скважины куста с групповой замерной установкой. Эти трубопроводы прокладываются подземно на глубине 0,8–1,0 м, работают при давлении 1–6 МПа.

Групповая замерная установка (ГЗУ) работает в автоматическом режиме. На ее вход по программе подключается одна скважина, продукция которой разделяется на отдельные фазы и проходит контрольный замер расхода за определенный промежуток времени. Во время тестирования одной скважины другие работают на нефтесборный коллектор. Продукция контролируемой (тестируемой) скважины с выхода ГЗУ подается в нефтесборный коллектор и далее следует к месту сбора. По окончании тестирования одной скважины производится переключение тестируемой скважины на нефтесборный коллектор, а на тестирование подключается следующая скважина. Результаты тестирования сохраняются не менее месяца в электронной памяти узла управления ГЗУ. По результатам эпизодических замеров производится расчет продукции каждой скважины за установленные отрезки времени: за 1 час, за сутки, за месяц. Эти данные автоматически передаются в диспетчерский пункт в виде стандартных отчетов.

Эффективность добывающих скважин зависит от коэффициента продуктивности нефтеносного пласта и депрессии на пласт. В местах подачи агента в пласт для поддержания пластового давления образуется зона максимального давления в пласте. В местах отбора нефти на добывающие скважины устанавливается минимальное давление. Разность давлений определяет продуктивность скважины. Чем больше эта разность, тем выше дебит добывающей скважины.

Для поддержания высокой продуктивности скважин производится закачка агентов в пласт через нагнетательные скважины. Вопросы поддержания пластового давления относятся к компетенции геологической службы предприятия, эксплуатирующего месторождение. Однако здесь есть ряд вопросов, которые не должны исчезать из поля зрения проектной организации. К числу этих вопросов относятся проблемы утилизации подтоварной воды, отделяемой от нефти в процессе ее подготовки, а так же вопросы водного баланса. Подтоварная вода является химически активным агентом. Она высокоминерализована, содержит значительное количество солей и представляет серьезную опасность для стальных трубопроводов, для флоры и фауны. Эта вода в обязательном порядке подлежит возврату в нефтяной пласт. Объем воды, поступающей в пласт через систему ППД, должен компенсировать отбор жидкости из пласта с некоторым запасом, учитывающим отбор нефти и газа, потери воды в системе ее циркуляции или за счет перетоков между пластами в залежи. В противном случае давление в пласте будет снижаться.

Для замыкания баланса по воде в системе обустройства месторождения предусматриваются **дополнительные источники водоснабжения**. В качестве таковых могут быть использованы пресные воды поверхностных источников (рек и озер), а также вода сеноманского пласта из водозаборных скважин.

Для поддержания пластового давления может использоваться газ, добываемый вместе с нефтью. Для закачки газа в пласт его необходимо сжать до давления 23–35 МПа. Сжатие газа до таких давлений при малых расходах производится поршневыми компрессорами. На крупных месторождениях с объемом добываемого газа более 1 млн м³/сут могут применяться центробежные компрессоры.

Распределительные гребенки на кустовой площадке используются для контроля и распределения закачиваемых в пласт агентов через нагнетательные скважины. В качестве агентов используются подтоварная вода, вода сеноманского горизонта, или пресная вода из поверхностных источников. В качестве вытесняющего агента используется и нефтяной газ. Иногда применяются схемы совместной закачки воды и газа. Технология совместной закачки воды и газа находится в стадии освоения. Здесь могут быть использованы схемы циклической закачки, когда производится последовательная подача в нагнетательную скважину порций воды и газа. Сейчас активно прорабатывается технология совместной закачки воды и газа, при этом смесь диспергируется до размера частиц, соответствующих размеру пор нефтеносного пласта.

Распределительные гребенки размещаются в утепленных боксах. Они оборудуются распределительным коллектором, запорной и регулирующей арматурой, средствами контроля и учета.

Водозаборные скважины оснащаются насосами высокого давления. Подача воды из водозаборной скважины в нагнетательные скважины производится по схеме "из скважины в скважину". Если нагнетательных скважин несколько, то на кустовой площадке предусматривается водораспределительная гребенка. Давление воды на входе нагнетательных скважин поддерживается на уровне 12–20 МПа.

Для борьбы с осложнениями, вызванными высокой активностью коррозии нефтесборных трубопроводов, отложениями гидратов, смол, парафина или солей в трубопроводах, кроме механических способов используют **специальные реагенты** – ингибиторы коррозии, ингибиторы асфальтосмолопарафиновых отложений. Выбор реагента, способ и режим его подачи в трубопровод должен определяться технологическим регламентом на проектирование. В условиях отсутствия таких регламентов вопросы обеспечения надежности нефтесбора решаются опытным путем, в основном по аналогии с действующими системами нефтесбора. В составе проекта должна предусматриваться возможность дозированной подачи реагента в трубопровод. Вопрос о том, какой именно реагент подавать, с каким расходом и как часто – решает служба эксплуатации.

Блок дозирования реагента представляет собой насосную установку, оснащенную плунжерным насос-дозатором с электроприводом. Такой насос позволяет изменить расход реагента. Кроме насосов в блоке предусматривается емкость для приема и хранения реагента, а также расходная емкость, в которой производится приготовление раствора. Забор раствора реагента на прием насоса осуществляется из расходной емкости. В качестве растворителей реагента могут использоваться вода или жидкие углеводороды в зависимости от решаемой задачи. Максимальное давление подачи реагента достигает 10–16 МПа.

Приустьевые площадки добывающих и нагнетательных скважин оборудуются **специальными металлическими прямыми** размером 2'2'0,6 м, предназначенными для сбора протечки нефти и воды, как при эксплуатации скважин, так и при выполнении ремонтных работ. Прямы соединены через канализационный коллектор с подземной емкостью, в которой производится сбор и хранение стоков до момента откачки. В эту же емкость производится сброс ливневых стоков с ремонтной площадки с твердым покрытием. Дренаж оборудования ГЗУ, заполненного нефтью, производится в систему локальной кустовой канализации для сбора протечек продукта. Эта система также имеет **отдельную подземную емкость**, предназначенную для сбора и хранения продукта. Откачка стоков и продукта из подземных емкостей производится передвижными насосными агрегатами в нефтесборный коллектор.

Оснащение кустовых площадок специальными малорасходными высоконапорными насосами позволяет отказаться от использования передвижных насосных установок. Стационарные насосные агрегаты, способные перекачивать стоки в нефтесборный коллектор выпускаются фирмой LINAS (г. Москва).

Техническая характеристика насоса: Марка насоса – АЦМС 2-260, производительность – 2 м³/час, напор – 200 м.

Мощность электродвигателя – 3 кВт, габариты (длина, ширина, высота) – 250, 210, 1010

мм., масса – 60 кг.

Насосы оснащаются средствами контроля и автоматизации, обеспечивающими автоматическое управление процессом откачки.

Кроме технологического оборудования на кустовой площадке предусматривается размещение комплекта блоков, обеспечивающих электроснабжение, освещение и автоматический контроль за работой куста скважин.

Для защиты от несанкционированного проникновения проектом предусматривается **блокировка и сигнализация** состояния двери блока ГЗУ, а также автоматический контроль за состоянием периметра кустовой площадки. При нарушении периметра куста или проникновении в блок ГЗУ диспетчеру подается соответствующий сигнал.

Некоторое разнообразие в компоновке кустовых площадок возникает при использовании разных способов добычи нефти. Для подъема нефти из пласта на поверхность могут использоваться следующие технологии: **насосная добыча плунжерными насосами с приводом от станка-качалки**; **погружными центробежными насосами с приводом от погружного электродвигателя**; **струйными насосами**, использующими в качестве рабочей жидкости воду, добываемую вместе с нефтью; газлифт. При использовании технологии газлифта или струйных насосов на кустовой площадке появляются дополнительные сооружения, соответственно газораспределительная гребенка газлифтного газа или силовая насосная станция.

2.5 Пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды

Продукцией добывающих скважин является смесь нефти, пластовой воды и попутного нефтяного газа. Такая смесь не может транспортироваться на большое расстояние к местам переработки, кроме того, вода должна утилизироваться закачкой в нефтяной пласт, следовательно ее передача на нефтеперерабатывающий завод не имеет смысла.

Первичная подготовка нефти производится на пунктах сбора и подготовки, в качестве которых используются дожимные насосные станции.

В состав ДНС входят сепараторы для разделения смеси на жидкость и газ, сепараторы для отделения унесенной жидкости от газа, технологические подогреватели жидкости, отстойники для отделения воды от нефти, отстойники для отделения нефти от воды, насосная внешней перекачки нефти. Пластовая вода, очищенная от нефти, передается на КНС для закачки в пласт через систему водораспределительных трубопроводов.

В последнее время ДНС оснащаются установками концевой сепарации и резервуарами товарной нефти. Такое дополнение позволяет получить товарную нефть на ДНС и передать ее через систему транспорта на нефтепереработку.

Технология первичной подготовки нефти и подготовки пластовой воды использует аппараты гравитационного типа. В качестве движущей силы в процессах отделения газа от жидкости и нефти от воды используются силы гравитации. Такая технология проста по аппаратурному оформлению, не требует значительных затрат энергии, однако она не может решить проблему использования попутного нефтяного газа, содержащего пропан-бутановую фракцию.

В пластовых условиях нефть является жидкостью, в состав которой входят метан, этан, сжиженные углеводороды (пропан, бутан) и более тяжелые углеводородные
КОМПОНЕНТЫ.

При добыче и сборе нефти происходит ее разгазирование. Из жидкости выделяются легкие углеводородные компоненты. По мере снижения давления в системе добычи и сбора нефти объем выделяемого газа увеличивается с одновременным увеличением доли более тяжелых компонентов в газе.

Всю гамму добываемых компонентов можно разделить на три части. К первой части следует отнести наиболее легкие компоненты – метан и этан. По составу эта часть должна использоваться как топливный газ и транспортироваться к местам его потребления.

Товарная нефть не должна содержать метана, этана, пропана и бутана. В противном случае она не будет соответствовать требованиям ГОСТ на товарную нефть по давлению насыщенных паров. Остается промежуточная часть добываемой смеси, куда входят пропан и бутаны. Эти компоненты не могут входить в состав нефти, однако они не могут быть и в составе газовой части, так как газ, содержащий пропан-бутановую фракцию, конденсируется в газопроводах, конденсат создает серьезные помехи при транспорте газа.

Попутный нефтяной газ, в состав которого входят метан, этан, пропан и бутан, должен подаваться на газоперерабатывающий завод.

Пропан и бутан являются наиболее интересными компонентами для газоперерабатывающих предприятий. Основную прибыль газоперерабатывающий завод получает от реализации широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), состоящей в основном из смеси пропана и бутанов.

Перед нефтедобывающим предприятием не стоит задача отделения пропан-бутановой фракции от нефти и газа. Целевым продуктом НГДУ является товарная нефть. Попутный нефтяной газ для НГДУ является отходами производства, которые, в соответствии с требованием Закона РФ, подлежат утилизации.

Проблема использования попутного нефтяного газа зародилась в эпоху социализма. В структуре народного хозяйства выделено специальное подразделение, которое должно было заниматься переработкой газа. В результате такого распределения нефтедобывающая отрасль не имеет интереса к переработке газа, чему способствует государственная политика цен. Вопрос передачи газа от нефтяного промысла до газоперерабатывающего завода остался нерешенным. Транспорт нефтяного газа на расстояние до 30 км возможен под давлением сепарации нефти. Такое удаление ГПЗ от пунктов сепарации нефти обеспечивает бескомпрессорную передачу газа. Даже при таком удалении ГПЗ от пунктов сепарации происходит конденсация газа в трубопроводе. Конденсат, в состав которого входят пропан-бутановая и бензиновая фракции, приходится выводить из трубопровода на установках дополнительной сепарации газа (УДС) и иногда сжигать на факеле.

В настоящее время газоперерабатывающие заводы оказались удаленными от нефтяных месторождений на расстояние, превышающее 30 км. Передача нефтяного газа на ГПЗ в новых условиях требует качественной его подготовки (осушки, частичного отбензинивания), и компримирования. Стоимость подготовки и сжатия газа оказывается существенно более высокой, чем его цена, установленная государством. Из экономических соображений нефтяной газ выгоднее утилизировать сжиганием на факеле, чем передавать на ГПЗ.

Возникает вопрос, почему бы не производить переработку газа на нефтяном промысле, если ШФЛУ имеет высокую цену. Отсутствие промысловой переработки газа объясняется, с одной стороны, отсутствием требований в Законе, с другой стороны, низкой экономической эффективностью малотоннажного производства. Нефтяной газ нельзя собрать в одном месте с нескольких пунктов сбора нефти. Переработка газа на малых установках стоит очень дорого и при существующих (государственных) ценах является убыточной. Одним из направлений решения проблемы использования газа является укрупнение производства. Для этого необходимо разработать межпромысловую систему сбора попутного нефтяного газа на центральные пункты, где произвести его подготовку и компримирование для дальнейшей передачи на ГПЗ.

2.6 Резервуарные парки

В составе ДНС чаще всего используются 2 группы резервуаров: для нефти и для подтоварной воды.

Назначение нефтяных резервуаров:

Завершение подготовки нефти, связанное с ее дополнительной сепарацией и отделением воды.

Сбор товарной нефти после ее подготовки.

Резервирование свободного объема для временного складирования товарной нефти при аварии в системе ее транспорта.

Завершающая стадия промышленной подготовки нефти состоит в том, что нефть выдерживается в резервуаре около суток, в течение этого времени происходит дополнительное отделение газа и воды от нефти.

В товарных резервуарах производится сбор готовой продукции, отбор проб для определения ее качества, после чего из этих резервуаров нефть откачивается насосами внешней перекачки в систему магистральных нефтепроводов.

В соответствии с нормами технологического проектирования в парке предусматривается объем резервуаров, соответствующий трехсуточной производительности установки. Этот объем распределяется следующим образом: заполнение резервуаров при нормальном протекании процессов подготовки и транспорта нефти соответствует суточному объему товарной нефти. Объем резервуаров, соответствующий двухсуточной производительности установки должен оставаться свободным для возможности накопления нефти при возникновении аварийного режима в системе ее откачки.

Работа резервуаров в парке организуется по одному из трех режимов:

Последовательное движение нефти по резервуарам, при котором происходит 2–3 ступенчатый отстой воды от нефти. В этом режиме нефть перетекает из резервуара в следующий резервуар, где происходит отделение воды. В результате последовательного отстоя в последнем резервуаре собирается нефть с наименьшим количеством воды. Эта нефть насосами внешней перекачки откачивается в систему магистральных нефтепроводов.

Циклическая работа резервуаров, при которой в каждом резервуаре поочередно реализуется один из следующих процессов: прием нефти, отстой от воды с контролем качества, откачка нефти внешнему потребителю. Этот режим характеризуется малым объемом резервуаров, способным принять товарную нефть при возникновении аварии в системе ее откачки.

Стационарный режим, при котором резервуары работают с постоянным уровнем нефти при заполнении 45–50 % объема. В этом режиме все процессы (приема, отстоя и откачки) протекают одновременно в каждом резервуаре.

Недостатком первого режима является необходимость передачи обводненной нефти из резервуара в резервуар, при которой происходит перемешивание компонентов смеси при повышенной скорости ее движения в трубопроводе. Недостатком второго режима является малый запас свободного объема резервуаров для приема нефти в аварийной ситуации. Наиболее эффективным является третий режим работы резервуаров, так как он обеспечивает наилучшие показатели при решении всего комплекса задач резервуарного парка.

При анализе режимов работы резервуарного парка необходимо иметь в виду то обстоятельство, что около половины объема резервуарного парка заполнено "мертвым остатком" – смесью воды, шлама и нефти. Нефть ниже отметки указанного заполнения не возможно откачать насосами внешней перекачки, так как происходит срыв работы насоса из-за недостаточного подпора на всасе насосов. Приходится мириться с тем обстоятельством, что объем резервуаров используется приблизительно на **50 %**. Для увеличения полезного объема резервуаров необходимо поднять их над насосами на высоту требуемого подпора (4–6 м), или заглубить насосы до отметки минус **4–6 м**. **Решения**, подобные указанным, в практике строительства объектов обустройства нефтяных месторождений обычно **не применяются**.

Резервуары для подтоварной воды решают задачи, аналогичные нефтяным резервуарам. В них производится окончательная подготовка воды для закачки в нефтяной пласт. Наиболее эффективным режимом работы водяных резервуаров также является третий режим, так как он, помимо указанных положительных моментов, обеспечивает надежное удаление нефтяной пленки с поверхности воды.

В состав насосной внешней перекачки обычно включается узел коммерческого учета нефти.

К товарной нефти предъявляются требования по количеству примесей воды и **давлению насыщенных паров (ДНП)**.

Давление насыщенного пара – это давление, при котором паровая фаза вещества находится в состоянии равновесия с его жидкой фазой при определенной температуре.

Зависимость давления насыщенных паров от температуры совпадает с зависимостью внешнего давления от температуры кипения вещества. Для смесей веществ давление паров является функцией не только температуры, но и состава фаз.

Давление насыщенных паров товарной нефти в соответствии с ГОСТ является одним из основных показателей качества ее подготовки. Этот показатель определяется в результате лабораторных исследований нефти в бомбе Рейда, оно может быть определено также и расчетным путем на основе **констант фазового равновесия (КФР)** многокомпонентной смеси углеводородов, образующих нефть.

С этим показателем косвенно или прямо связываются такие инженерные проблемы, как взаимная увязка отметок нефтяного резервуара и насоса, перекачивающего нефть, защита резервуара от завышения давления, испарение пролитой нефти, расчет параметров взрыва и пожара при аварийной разгерметизации оборудования.

Подготовка нефти на промысловых объектах производится методом ступенчатой сепарации при переменных параметрах (давлении и температуре). В конечном итоге ДНП товарной нефти, поступающей с **концевой ступени сепарации (КСУ)** в товарный резервуар, определяется давлением и температурой этой ступени сепарации. В обычной практике давление и температура сепарации составляют соответственно 103 кПа и 35–45 °С.

В соответствии с термодинамикой многокомпонентной смеси углеводородов давление насыщенных паров нефти, полученной на КСУ, равно давлению сепарации при ее температуре. Эти значения ДНП подтверждаются расчетом на основе КФР. Лабораторный анализ дает существенно заниженный результат, не превышающий 66,7 кПа. Обнаруживается значительное различие между расчетным значением ДНП и результатом лабораторного определения этого параметра.

Возникает вопрос, какому из этих результатов следует доверять, например, при проектировании товарного парка резервуаров нефти? На какую высоту необходимо поднять резервуар над осевой линией насоса, производящего откачку нефти из резервуара в напорный нефтепровод?

В соответствии с технической характеристикой насосу необходим подпор на всасе не менее 4–6 м сверх упругости паров перекачиваемой жидкости.

Если истинное значение ДНП товарной нефти составляет 98,1 кПа, то снижение уровня в резервуаре ниже 4–6 м становится невозможным. Из практики известно, что полное опорожнение резервуара насосами внешней перекачки является весьма сложной проблемой. Здесь требуется значительный опыт оператора, организующего работу насоса на минимально возможной производительности.

2.7 Насосные внешней перекачки нефти

Насосная внешней перекачки предназначена для передачи с ДНС частично подготовленной или товарной нефти соответственно на центральный пункт сбора и подготовки нефти или в магистральный нефтепровод. Для транспорта нефти обычно используются насосы центробежного типа.

Подбор насосов для перекачки нефти производится по исходным данным, в число которых входят производительность насосной станции и напор сети, который должны преодолеть насосы. Производительность насосной станции может обеспечиваться производительностью одного или нескольких насосов. В соответствии с требованиями нормативных документов в состав насосной станции, кроме рабочих, включаются резервные насосы в количестве не менее 20 %, но не менее одного агрегата.

Для правильного выбора насосов необходимо предварительно выполнить гидравлический расчет нефтепровода и построить его гидравлическую характеристику.

Гидравлический расчет выполняется по известным методикам однофазного транспорта. Гидравлическая характеристика нефтепровода представляется зависимостью напора на входе трубопровода от расхода жидкости.

2.8 Система поддержания пластового давления

Система поддержания пластового давления (ППД) призвана решить две основные проблемы: **утилизировать подтоварную воду**, **отделяемую от нефти в процессе ее подготовки**, а также **создать необходимую депрессию на нефтяной пласт, обеспечивающую требуемый дебит добывающих скважин**.

Все параметры работы нефтяного пласта определяются проектом разработки месторождения и контролируются геологической службой промысла.



На рис. 2.5. представлена блок-схема основных сооружений промысла.

Компрессорная высокого давления предназначена для закачки газа в пласт для ППД, газлифтная компрессорная станция используется для подачи рабочего агента (нефтяного газа) в систему газлифта для механизации добычи нефти.

Газлифтные компрессорные станции используются для механизации добычи нефти методом газлифта. Газлифтный газ с давлением 7–12 МПа, подается к забою добывающей скважины. В скважине газ смешивается с жидкостью из пласта, газифицирует ее, снижая тем самым плотность смеси, после чего эта смесь под пластовым давлением выталкивается в нефтесборную сеть и далее на пункт сепарации. **Газлифт** – это один из способов механизации добычи нефти.

Компрессорные станции ППД и газлифта на месторождениях Западной Сибири применяются крайне редко. Основным агентом для ППД является подтоварная вода и вода с водозаборов, поступающая с КНС в нагнетательные скважины.

В **состав сооружений**, обеспечивающих поддержание пластового давления, входят следующие:

водозаборные сооружения;

установка подготовки подтоварной воды;

водоводы низкого давления;

кустовая насосная станция;

водораспределительные гребенки и водоводы высокого давления;

нагнетательные скважины.

В качестве водозаборных сооружений используются чаще всего водозаборные скважины, пробуренные на кустовых площадках на сеноманский горизонт. Реже используются сооружения, забирающие пресную воду из рек и озер. Использование пресной воды в системе ППД нецелесообразно, так как она обогащена кислородом и способствует активизации коррозионных процессов в стальных трубопроводах.

В качестве основного оборудования на установках подготовки воды используются **отстойники гравитационного типа**. В них проводится дополнительная сепарация для удаления газа, отделяются следы нефти и механические примеси. Подготовленная вода подается на вход КНС. Для закачки воды в пласт используются центробежные насосы типа ЦНС с давлением 12–20 МПа большой мощности. Вода с КНС по водоводам высокого давления распределяется по кустовым площадкам, удаленным от КНС на 10–18 км. Высоконапорные трубопроводы системы ППД прокладываются в общем промышленном коридоре коммуникаций. В этих коридорах прокладываются нефтесборные сети, автодороги, линии электропередачи, а при необходимости и газопроводы.

На кустовых площадках вода распределяется по нагнетательным скважинам. Блок распределения воды имеет средства контроля за объемом закачки индивидуально по каждой скважине и средства регулирования расхода.

Сеть распределения воды системы ППД имеет один источник (насосная станция) и много стоков (нагнетательные скважины). Конфигурация сети подобна дереву, у основания которого находится КНС, а на окончании веток – нагнетательные скважины. **Гидравлический расчет** водоводов высокого давления производится по методике Шевелева Ф.А., которая отличается от методики Дарси–Вейсбаха величиной коэффициента гидравлического трения. Методика Шевелева Ф.А. представлена в СМ 53–80 "Гидравлический расчет высоконапорных водоводов для объектов поддержания пластового давления" (Гипротюменнефтегаза).

Расчет водоводов высокого давления на прочность также имеет свою индивидуальную методику, представленную в ВНТП 3–85.

В соответствии с требованиями ВНТП 3–85 допустимый перепад давления в водораспределительных сетях не должен превышать 5 % от давления на выходе КНС.

При высокой динамике разработки месторождения сеть ППД неоднократно расширяется. На начальном этапе разработки сеть ППД рассчитывается на малое воздействие на пласт, с ростом числа нагнетательных скважин объемы закачки возрастают и наступает момент, когда созданная ранее сеть перестает справляться с нагрузкой. Выходом из положения в большинстве случаев является прокладка параллельных дублирующих водоводов, при этом очень часто параллельно проложенные водоводы имеют разный диаметр. Развитие сетей ППД достигает таких масштабов, что в одном коридоре иногда прокладывается до 4–5 водоводов.

Специально проведенными расчетными исследованиями установлена зависимость стоимости водоводов от количества ниток. Если трубопроводы имеют одинаковый диаметр, то стоимость двухниточного водовода оказывается дороже однониточного при одинаковой пропускной способности на 20 %, трехниточного водовода – на 30 % и т.д.

Водоводы системы ППД прокладываются подземно на глубине ниже отметки промерзания грунта. Они имеют гидроизоляцию на наружной поверхности, защищающую трубопровод от почвенной коррозии.

2.9 Сеть трубопроводов нефтесбора

Сбор нефти с кустов скважин на пункт сбора и сепарации производится по классической **древовидной сети трубопроводов**. Эта сеть имеет несколько источников, роль которых играют кустовые площадки добывающих скважин, и один сток. В качестве стока используется дожимная насосная станция (ДНС). Удаление кустов от ДНС достигает 10–18 км.

Трубопроводы, транспортирующие продукцию скважин на ДНС, работают с двухфазной трехкомпонентной смесью. В состав продукции скважин входят нефть, вода и нефтяной газ.

Надежность работы нефтесборных сетей зависит от активности внутренней коррозии. Практически установлено, что при малой обводненности продукции скважин, когда дисперсионной средой является нефть, а дисперсной фазой – вода, при низкой скорости движения смеси на нижней образующей стальных трубопроводов образуется канавка, разрезающая трубу вплоть до сквозного разрушения. Нормами технологического проектирования предписывается устанавливать в проекте определенный режим движения смеси, исключающий образование канавки в трубопроводе. Практически определено, что при скорости смеси выше 1,0–1,5 м/с канавочная коррозия трубопроводов отсутствует. Из этого можно заключить, что чем выше скорость движения смеси, тем выше надежность нефтесборной сети. Однако существует и ограничение верхнего предела скорости. Чем выше скорость движения смеси, тем больше перепад давления в сети. **Перепад давления** – это первый показатель расхода энергии на сбор и транспорт продукции скважин. Он имеет свои ограничения. Практически установлено, что при максимальном удалении кустов от ДНС 10 км нормальная работа сети обеспечивается при перепаде в ней не менее 0,7–0,8 МПа. Учитывая то, что давление сепарации нефти на ДНС принимается на уровне 0,7–0,8 МПа, максимальное давление на кустовых площадках составляет 1,6 МПа. При максимальном удалении кустов от ДНС больше 10 км предельное давление на кустовых площадках принимается равным 2,5 МПа. Объединение сетей нефтесбора с разными предельными давлениями не допускается. При возникновении такой необходимости все трубопроводы нефтесборной сети должны рассчитываться на максимальное давление.

Принципиальная схема нефтесборной сети

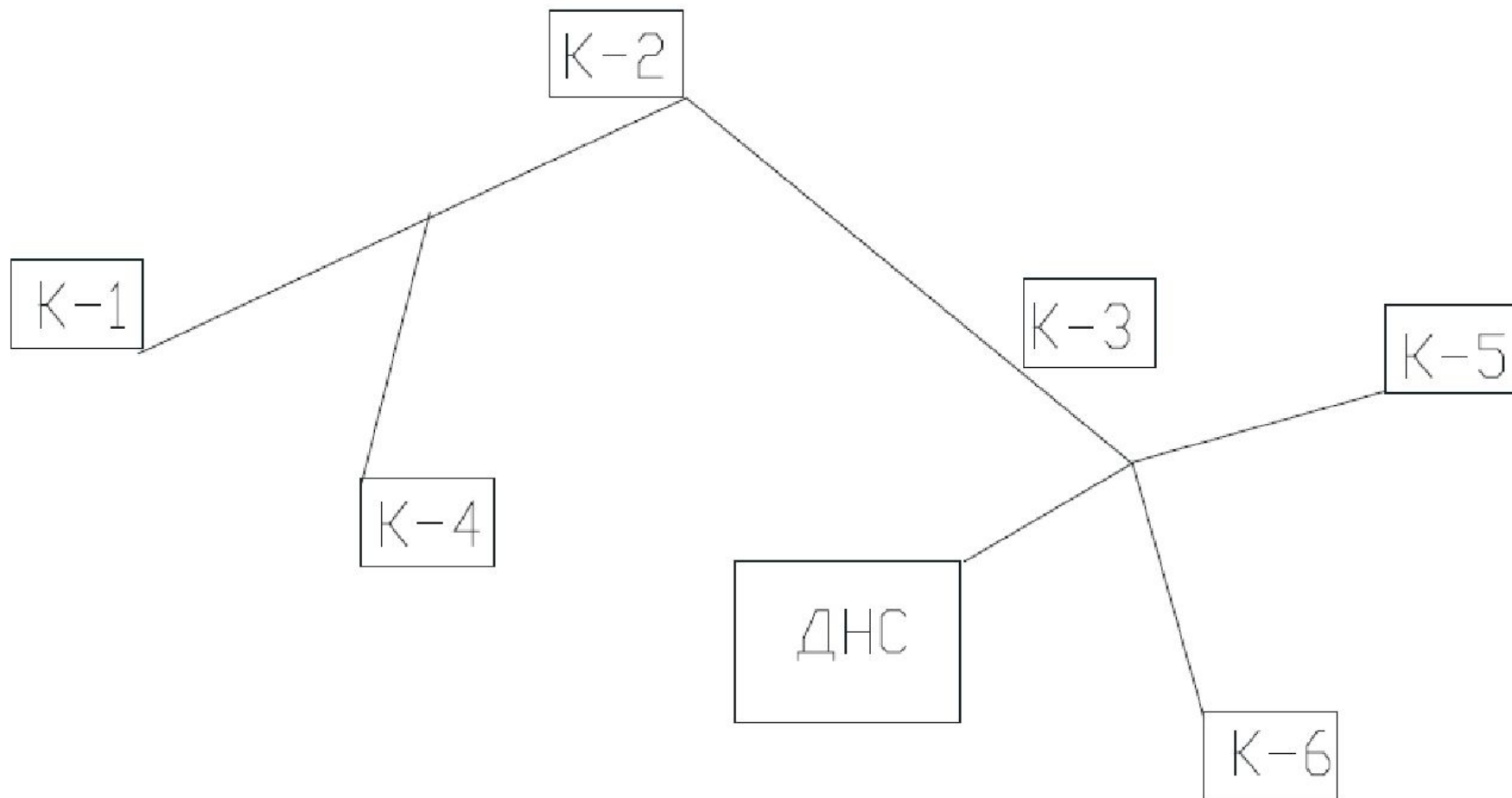


Рис. 2.6.

Для прокладки сетей по территории промысла организуются **коридоры коммуникаций**. В этих коридорах размещаются трубопроводы нефтесбора, водоводы системы ППД, промысловые автодороги и линии электропередачи. В этих же коридорах могут размещаться и газопроводы, если на месторождении используется технология повышения нефтеотдачи пласта закачкой нефтяного газа в нагнетательные скважины, или механизация добычи нефти с помощью газлифта.

Конечной точкой сети сбора нефти является пункт сбора и сепарации – **дожимная насосная станция (ДНС)**.

Все элементы сети нефтесбора имеют взаимозависимые параметры. В этом заключается одна из проблем проектирования изменяющейся во времени сети нефтесбора. Объекты нефтяного промысла обладают высокой динамикой. Объем добычи нефти существенно зависит от времени разработки месторождения. Начальный период эксплуатации характеризуется значительным увеличением объема добычи нефти, после достижения максимального значения этот показатель начинаем медленно снижаться к нулевому значению. Если период разработки принять за 100 %, то первые 10–15 % обеспечивают выход показателя добычи на максимальное значение, а остальные 85–90 % составят период постепенного снижения добычи.

Рост добычи определяется интенсивным проведением буровых работ, когда обеспечивается массовый ввод добывающих скважин в эксплуатацию. В это время формируются новые кустовые площадки, которые необходимо подключать к уже созданной сети нефтесбора. Для решения этой проблемы перед проектной организацией ставится задача подключить новый куст к существующей сети. В качестве исходных данных указывается дебит подключаемых скважин, их количество и указывается точка подключения и давление смеси в этой точке. Некоторые специалисты полагают, что этих данных достаточно для решения поставленной задачи. Однако, это совсем не так.

2.10 Нефтепромысловая газовая система

Технология сбора и подготовки нефти нераздельно связана с технологией подготовки и использования воды и попутного нефтяного газа. В этом смысле все сооружения промысла можно рассматривать отдельно: **нефтяная система**, **система ППД** и **газовая система**. Однако технология сбора и подготовки нефти и воды стали привычными, их разделение на подсистемы смысла не имеет. Газовая система практически еще не сформировалась. Даже на таком крупнейшем месторождении, как Самотлорское, созданы и функционируют отдельные элементы газовой системы, а на малых месторождениях эта система находится в зачаточном состоянии. Причиной тому является особое отношение к попутному нефтяному газу, как к отходу производства.

В состав объектов газовой системы нефтяного промысла должны входить:

Газосбор (от сепараторов установки подготовки нефти),

Газ на котельную и технологические печи,

Компрессорная для газа КСУ,

Промысловая КС для передачи газа на ГПЗ,

Газлифтная КС,

КС системы ППД,

Система сбора и переработки газового конденсата с КС,

Газоуравнительная система и улавливания легких фракций резервуарного парка,

Факельная система высокого и низкого давления.

Динамика добычи газа за весь период разработки месторождения соответствует динамике добычи нефти.

Применительно к такой динамике рассмотрим, что означает требование лицензионных соглашений на разработку месторождений о 95 % использовании газа.

Следует ли каждый год использовать не менее 95 % газа от его объема добычи, или этот показатель должен определяться суммарно за весь период разработки. На этот вопрос ответа пока не существует. При наличии переменной добычи газа нельзя создать адекватную систему его использования. Это ограничение определяется техническими возможностями применяемого технологического оборудования.

Компрессор для сжатия газа, сепаратор или абсорбер для его сепарации и осушки не могут обеспечить любую производительность. Все технологическое оборудование рассчитывается на определенную производительность Q_p и может работать в диапазоне $Q_{\phi} = (0,7-1,0)Q_p$.

При создании компрессорной станции важнейшее значение имеет выбор единичной мощности оборудования. Станция может состоять из одного или нескольких компрессоров, работающих параллельно. Стоимость оборудования станции существенным образом зависит от числа машин в ее составе. Ориентировочная зависимость стоимости оборудования от числа машин представлена на графиках рис. 2.7.

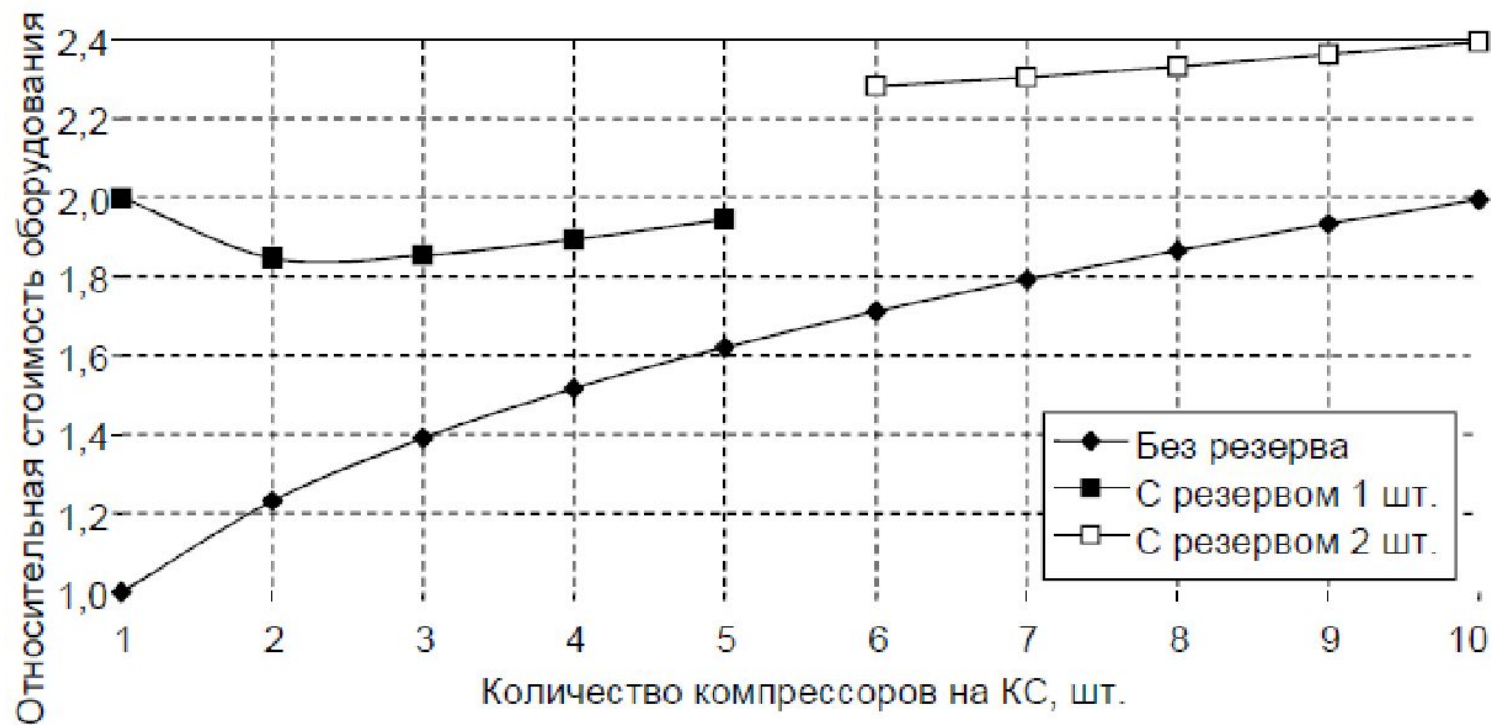


Рис. 2.7. Зависимость стоимости оборудования КС от единичной мощности компрессора

Вопрос выбора единичной мощности агрегата для промышленной КС представляет собой типичную оптимизационную задачу. Агрегат, производительностью, равной максимальной добыче газа, обеспечивает 51 % утилизации газа за весь период разработки месторождения. Если снизить производительность компрессора, то за счет увеличения продолжительности периода его работы доля утилизируемого газа будет возрастать до некоторого значения, затем начнет снижаться. Поиск максимума интересующей нас функции дает следующий ответ: производительность компрессора, равная 67,1 % от максимальной добычи газа при динамике, соответствующей треугольнику, обеспечивает максимальный уровень утилизации газа, равный 67,1 % от его ресурса. Более высокий уровень утилизации при использовании одного компрессора не возможен.

Для повышения уровня утилизации необходима КС, состоящая из нескольких агрегатов малой производительности (рис. 2.8.). Производительность этой станции можно изменять во времени, например, путем реконструкции с добавлением одного дополнительного компрессора. Расчеты показывают, что для достижения 95 % утилизации газа потребуются строительство КС, в составе которой будет не менее 4 рабочих машин. Ранее мы установили, что стоимость оборудования КС с 4 машинами дороже стоимости равной ей по производительности КС с одной рабочей машиной на 60 %. Имеет ли смысл строить более дорогую систему утилизации газа, если затраты на дешевую станцию не окупаются?

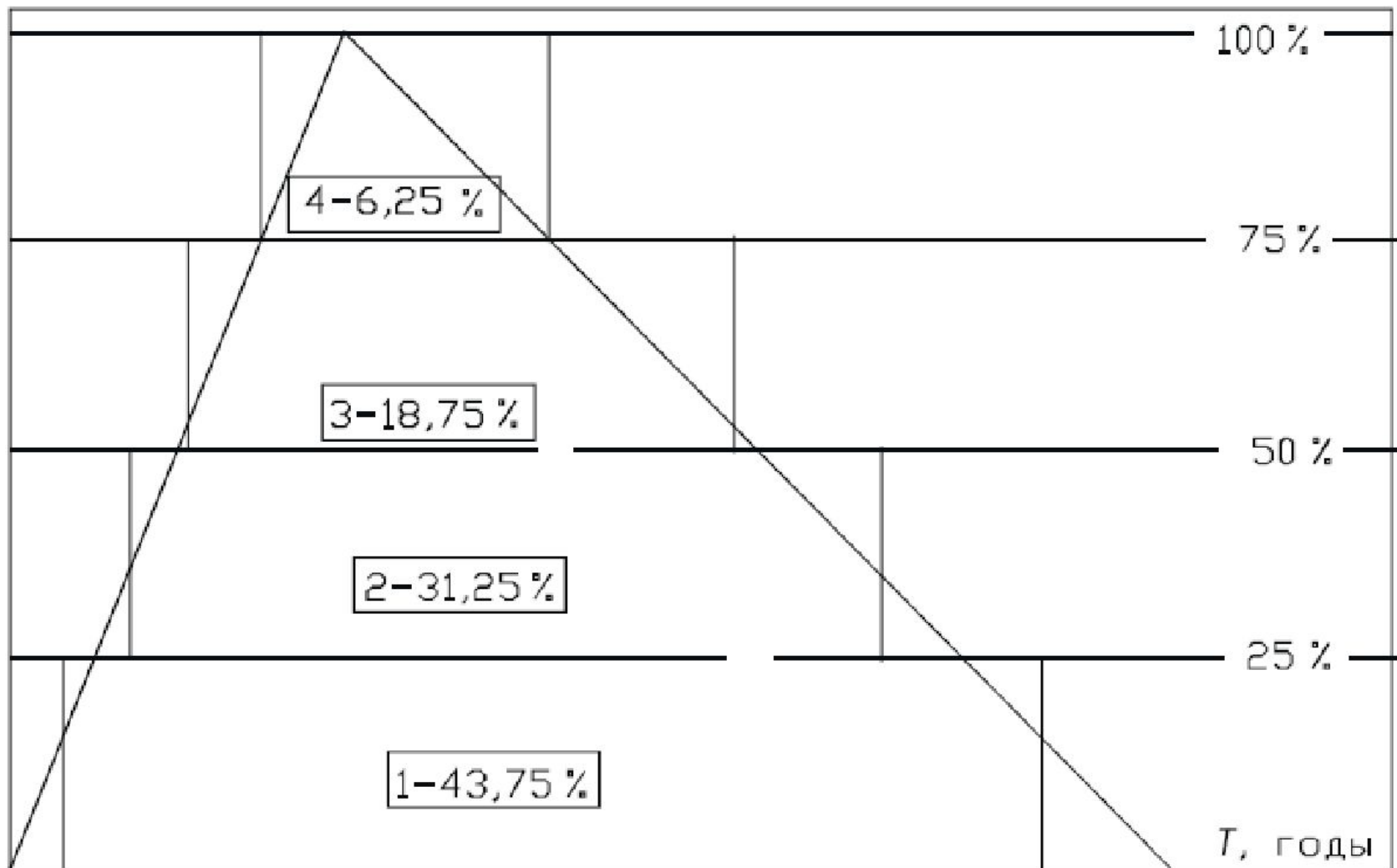


Рис. 2.8. Выбор единичной мощности агрегата

Таблица 2.1

Данные по эффективности агрегатов

Номер агрегата	Относительная стоимость	Доля утилизируемого газа	Эффективность агрегата
1	0,25	0,44	1,76
2	0,25	0,31	1,24
3	0,25	0,19	0,76
4	0,25	0,06	0,24

Анализ представленных данных выявляет высокую эффективность агрегатов № 1 и 2, при низкой эффективности агрегатов № 3 и 4, продолжительность эксплуатации которых существенно ниже нормативного срока амортизации.

Если ограничиться строительством двух агрегатов, то при стоимости строительства, равной 50 % от стоимости 4 агрегатов, доля используемого газа составит 75 %. Для повышения техникоэкономических показателей систем использования газа представляется целесообразным ограничить ее долю на уровне 75 %. Остальную часть газа, по возможности передать по кооперации на объекты смежных месторождений или на собственный факел. Такое решение позволит в 2 раза снизить затраты на строительство объектов использования газа. Необходимо заметить, что во второй половине периода разработки месторождения появляются свободные мощности, что допускает прием дополнительных объемов газа "со стороны".

Таким образом, установлено, что высокая степень использования добываемого попутного газа технически не возможна и экономически нецелесообразна.

Вопросы изменения динамики разработки месторождения не входят в компетенцию проектного института, занимающегося обустройством. Однако рост актуальности использования попутного нефтяного газа в связи с принятием Российской Федерацией Киотского протокола, может привести к пересмотру политики нефтедобычи и в части динамики этих процессов.

Проблема утилизации попутного нефтяного газа обросла противоречивыми требованиями. Она не может получить успешного разрешения, пока не появятся приемлемые механизмы (или технологии) их реализации.

2.11 Газлифт

Газлифт является одним из способов механизации добычи нефти. Источником энергии для подъема жидкости из пласта является газ газлифтной КС под давлением 7–12 МПа. Система газлифтного газа является циркуляционной (см. схему на рис.2.10). Поток газа с ДНС поступает на вход КС под давлением сепарации нефти. Поток газа с КС – это поток сжатого газа, который подается в добывающие скважины и далее возвращается на ДНС вместе с дополнительно добытыми нефтью и газом.

На утилизацию

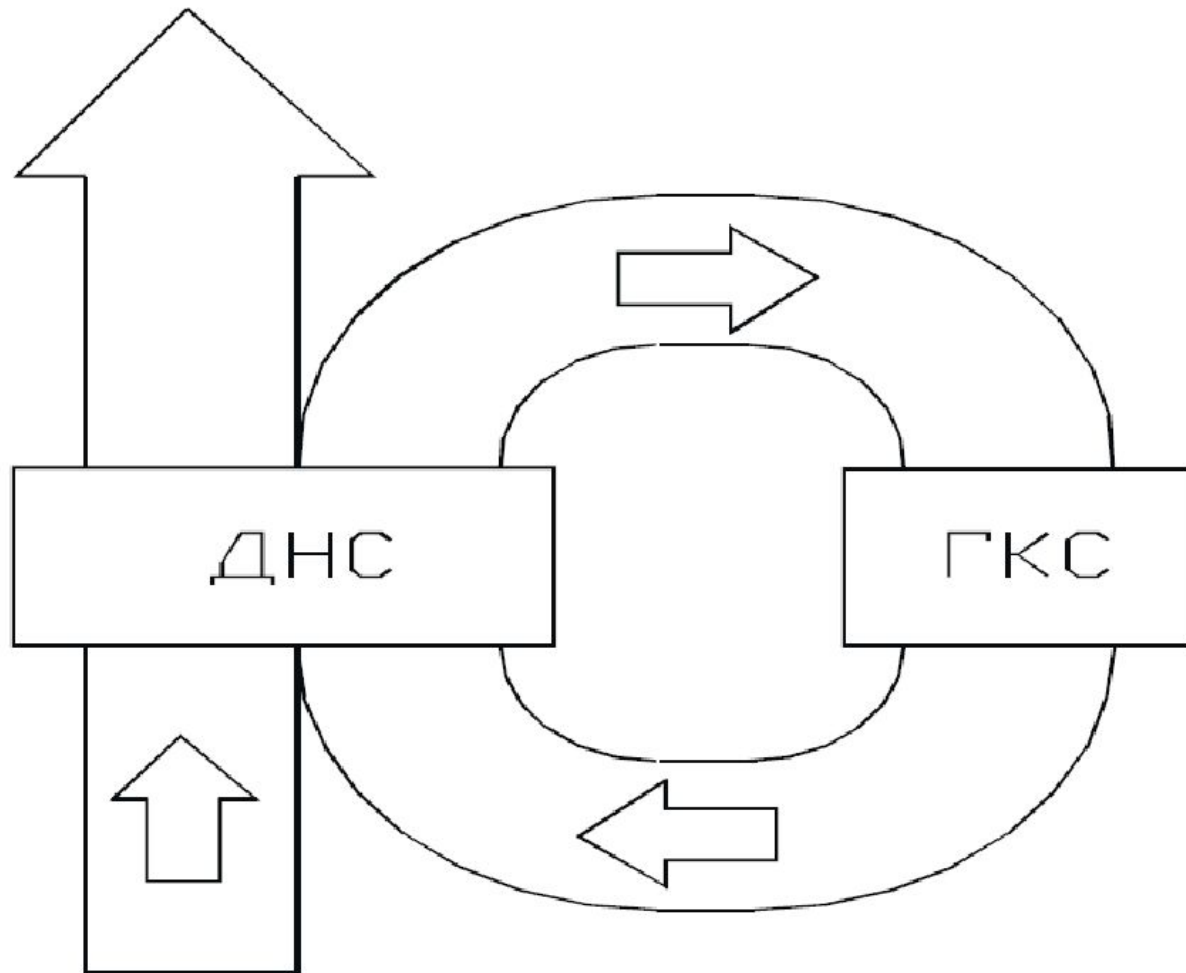


Рис. 2.10. *Схема газлифта*

К числу **циркуляционных систем** относится и система ППД, использующая в качестве рабочего агента подтоварную воду, попутный нефтяной газ или их смесь. **Циркуляционные системы** работают надежно, если границы по входу и выходу агента из системы совпадают.

Отличие системы газлифта от систем ППД заключается в схеме циркуляции. В газлифтной системе газлифтный газ циркулирует по малому кругу: ДНС-ГКС- добывающие скважины – ДНС. В системах ППД рабочие агенты циркулируют по большому кругу: ДНС-КС (или КНС) – нагнетательные скважины–нефтяной пласт–добывающие скважины–ДНС.

Газ, полученный на установке сепарации нефти, подается на вход ГКС, размещаемой по соседству с сепараторами первой ступени сепарации. Установка сепарации нефти является источником газа для газлифтной КС. В компрессорной газ сжимается до необходимого давления и по газопроводам распределяется по кустовым площадкам с добывающими скважинами, оборудованными под газлифтную эксплуатацию. Для распределения газа по скважинам на кустовой площадке предусматривается распределительная гребенка, оборудованная средствами контроля и регулирования.

Газлифтный газ подается к забою по отдельному пространству скважины. Там он проходит через клапан и смешивается с жидкостью. Смесь жидкости и газа имеет плотность ниже плотности жидкости. Облегченная таким образом смесь выдавливается пластовым давлением к устью скважины и далее подается в нефтесборную сеть.

Для совпадения границ входа и выхода газлифтного газа необходимо выделить группу скважин, использующих газ одной КС и обеспечить передачу продукции этих скважин на ДНС, являющуюся источником газа для данной КС.

Если группа скважин получает газ от газлифтной станции, а свою продукцию направляет на другую площадку сепарации нефти, не связанную с КС, такая система имеет разомкнутый цикл циркуляции газа, быстро разбалансируется и придет в неработоспособное состояние.

На рис. 2.10 представлена схема газлифтной системы с замкнутым циклом циркуляции газа. На рис. 2.11 представлена схема газлифтного комплекса, обеспечивающего газом добывающие скважины трех ДНС. Продукция скважин ДНС2 возвращает газлифтный газ на вход компрессорной станции. Газ, полученный с продукцией скважин ДНС1 и ДНС3, не возвращается на прием газлифтной КС. Этот газ уходит в систему утилизации. Такая система имеет разомкнутый цикл циркуляции газа.

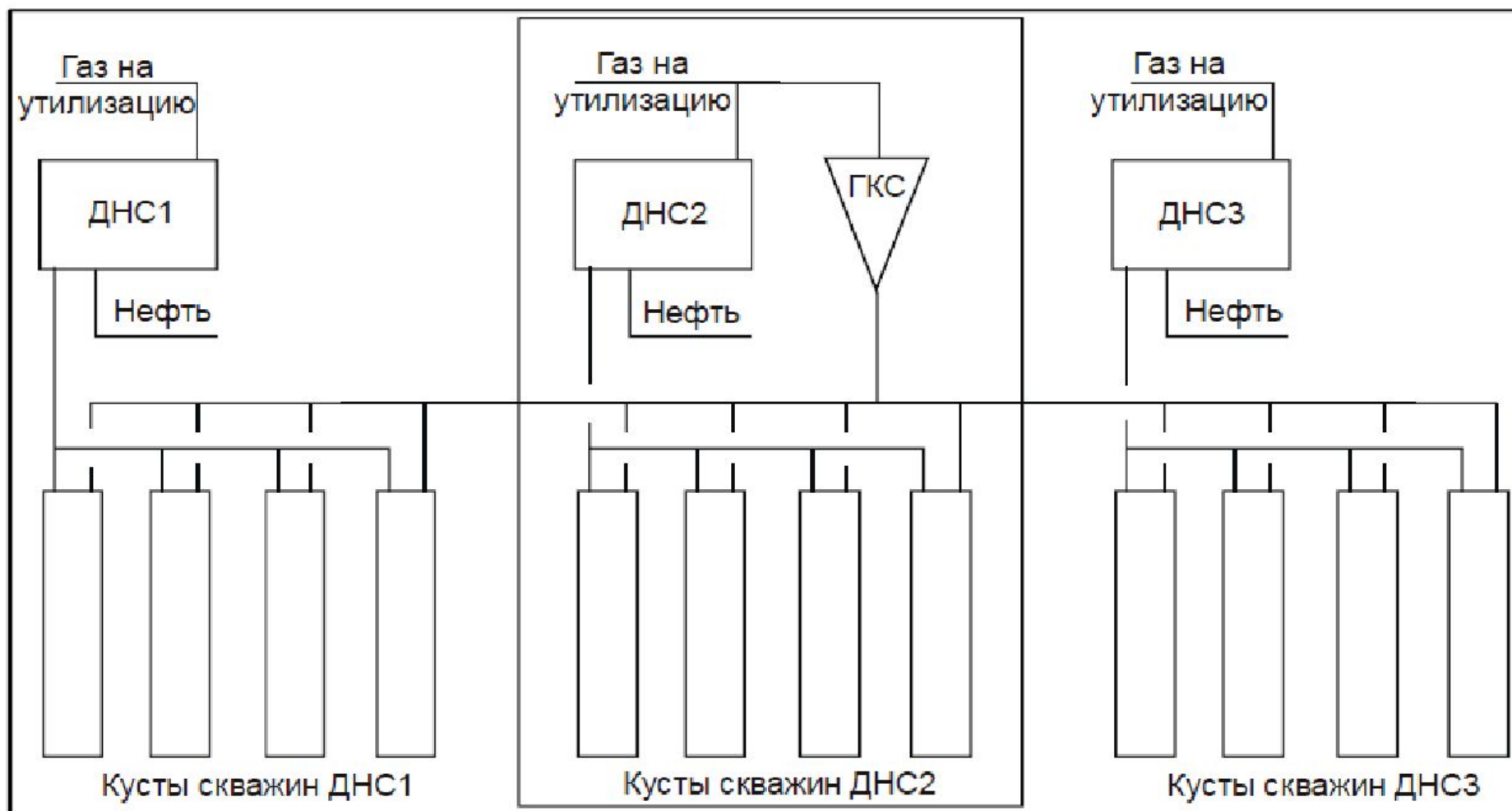


Рис. 2.11. Схема газлифтного комплекса с разомкнутым циклом циркуляции газа

Как следует из анализа схемы, представленной на рис. 2.11, каждая ДНС имеет локальную систему нефтесбора, не объединенную общей сетью. Газопроводы низкого давления, транспортирующие газ в систему утилизации, работают отдельно или объединяются в общую сеть, однако они не могут обеспечить передачу газа с ДНС1 и ДНС3 на вход газлифтной КС из-за значительных перепадов давления. Таким образом, единственным источником газа для газлифтной КС остается собственная ДНС2, расположенная на минимальном удалении от КС.

При обустройстве крупного месторождения на его площадке размещается несколько ДНС. Каждая ДНС имеет свой фонд добывающих скважин. Если газлифтные КС разместить на каждой ДНС, получится газлифтный комплекс, в составе которого используются только циркуляционные сбалансированные системы.

На Самотлорском месторождении при создании газлифтного комплекса был нарушен принцип использования замкнутой циркуляции газа. Проектом предусматривалось строительство нескольких газлифтных КС, которые должны были обеспечивать газлифтным газом фонд скважин всего месторождения. Схема сбора газа на ДНС осталась адресная, нефтесбор и газопроводы низкого давления не объединялись в общую сеть. Газопроводы высокого давления после газлифтных КС объединялись в общую систему. При этом был нарушен адресный возврат газлифтного газа к источнику питания КС.

Фактически оказалось, что КС, передавая свой газ на скважины смежной ДНС, не получала его обратно. В итоге газ, добываемый на смежной ДНС, сбрасывался на факел вместе с газлифтным газом.

На начальном этапе разработки месторождения, когда обводненность нефти была незначительной, не обнаружили вредного воздействия передачи газа на скважины смежных ДНС. Недостаток такой схемы обнаружился на более поздней стадии разработки, когда при высокой обводненности потребовалось увеличить объем подачи газлифтного газа. Однако замкнуть баланс в системе циркуляции на этом этапе было невозможно, так как при малой добыче газа некоторая его часть уходила на смежную площадку и назад не возвращалась. С ростом обводненности нефти увеличивался поток добываемой пластовой воды, поток нефти, а вместе с ним и поток нефтяного газа, уменьшался. Наступил момент, когда расход газа на факел с ДНС стал равен нулю. При дальнейшем увеличении обводненности образовался дефицит газа в системе циркуляции. Работа газлифтной КС стала невозможной. Интересно отметить тот факт, что при наличии дебаланса газа на ДНС2, избыточный газ ДНС1 и ДНС3 сбрасывается на факел, вернуть его на прием газлифтной КС невозможно из-за значительных гидравлических потерь в системе передачи. Расстояния между дожимными насосными станциями не позволяют осуществить переброс газа без дополнительного компримирования на дожимных компрессорных станциях. Если бы каждая КС работала с определенным фондом скважин, подключенным к собственному пункту сепарации, период газлифтной эксплуатации системы значительно увеличился.

Проблема замыкания баланса газлифтного газа на месторождении стала значительной школой для проектировщиков. Эта проблема была замечена и исследована задолго до ее проявления, однако изменение выполненной системы оказалось невозможным.

Система газлифтной эксплуатации скважин, использующая попутный нефтяной газ в качестве рабочего агента, не является системой утилизации газа. Объемы газа, добываемого на месторождении, равны объему сбрасываемого газа в систему утилизации.

3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ



3.1 Алгоритм принятия технического решения

Техническим руководителем проекта является **ГИП – главный инженер проекта**. Он принимает техническое задание на проектирование от Заказчика, составляет договор и проектную смету. Основные технические решения принимает ГИП обычно с участием ведущих специалистов проектных отделов. При отработке основных решений отделы с помощью Заказчика собирают исходные данные для проектирования. На этом завершается первый этап работ. После этого работа передается в производственные отделы.

Работа над проектом переходит к следующему этапу, в котором задействован только ведущий отдел. Остальные (смежные) отделы находятся в ожидании, выполняя работы по другим заказам.

На стадии "проект" работа ведущего отдела состоит из ряда следующих операций:

разработка технологической схемы объекта;

технологический расчет процесса, составление материального и теплового баланса;

выбор технологического оборудования;

разработка компоновки сооружения;

подготовка и выдача заданий смежным отделам.

Разработка технологической схемы процесса должна выполняться на основе технологического регламента на проектирование. При разработке проектов обустройства месторождений с использованием старой технологии регламенты не выдаются, поэтому схема разрабатывается на базе опыта выполнения предыдущих работ, молодому специалисту в этом случае придется использовать в качестве аналога ранее выполненные проекты. Если в процессе сбора и подготовки продукции скважин Заказчик предлагает использовать новую, ранее не применявшуюся технологию, обязательным условием успешного проектирования является предварительная разработка технологического регламента на проектирование специализированной научно-исследовательской организацией.

Технологическая схема должна отвечать требованиям высшей степени целесообразности. Схема рассматривается с разных позиций, она должна отвечать следующим требованиям:

функциональная пригодность технологии, обеспечивающая выход товарной продукции в достаточном количестве и надлежащего качества;

высокая надежность объекта, обеспечивающая длительный срок эксплуатации, безопасность обслуживающего персонала, окружающей среды;

возможность реализации проектной технологии на базе отечественного и, как исключение, импортного оборудования;

высокая экономическая эффективность, объект должен приносить прибыль его владельцу.

Технологический расчет процесса, составление материального и теплового балансов формируют пакет исходных данных для расчета и выбора технологического оборудования. Разработка схемы и выполнение технологических расчетов являются наиболее ответственными операциями проектного производственного процесса. На этом этапе закладывается фундамент будущего объекта, и от его надежности зависит эффективность работы всех смежных подразделений проектного института.

Для расчетов процесса и оборудования необходимо иметь надежные методические материалы, руководства, справочники и каталоги. Методики расчета технологических процессов и оборудования являются научно-исследовательской продукцией. Вопросу научного сопровождения проектного производства будет посвящен отдельный раздел данной работы.

При выполнении компоновки технологической установки необходимо учитывать разные аспекты, к числу которых относятся:

функциональная пригодность компоновки и ее соответствие технологической схеме;

безопасность и удобство обслуживания и ремонта оборудования;

быстрота эвакуации персонала с опасной установки при возникновении на ней аварийной ситуации.

Размещение технологического оборудования выполняется в соответствии с технологической схемой с таким расчетом, чтобы внутрицеховые коммуникации имели минимальную протяженность. Обязательным условием является определение высотного взаимного расположения отдельных аппаратов в тех местах, где необходимо самотечное движение продуктов из аппарата в аппарат. При размещении оборудования на установке обязательным условием является учет норм и правил по технике безопасности и промышленной санитарии. Компоновку установки, выполненную с учетом указанных требований, необходимо оптимизировать с позиций организации фронтов обслуживания (арматуры, приборов КИПиА) и удобных путей эвакуации. На этом этапе иногда приходится протяженность коммуникаций приносить в жертву дополнительным требованиям по удобству обслуживания, ремонта оборудования и эвакуации обслуживающего персонала.

После разработки схемы и расположения оборудования можно приступить к подготовке и выдаче заданий смежным отделам. На этом этапе целесообразно провести техническое совещание с представителем Заказчика для согласования с ним принятых в проекте решений.

Выдача заданий на разработку части контроля и автоматизации процесса подключает к проектированию отдел автоматизации. При выдаче задания на разработку контроля и автоматизации приходится указывать отметки уровня жидкости в аппаратах, при которых должны включаться сигналы или контуры регулирования уровня. Для аппаратов вертикального типа не составляет труда определить отметки максимального или минимального уровня, так как они пропорциональны объему жидкости в аппарате. Для горизонтальных аппаратов пропорция уровня и объема жидкости не соблюдается. Так как отметки предельного уровня определяются нормативами по степени заполнения аппарата, пересчет объема заполнения в отметку уровня представляет определенные сложности. Для упрощения процедуры пересчета рекомендуем использовать тарифовочный график горизонтального цилиндрического аппарата, представленный в приложении.

Выдача заданий архитектурно-строительному отделу, отделам по отоплению и вентиляции, водоснабжению и канализации, электротехническому отделу обеспечивает участие всех отделов в комплексном проектировании объекта.

Технологический отдел после выдачи заданий смежным подразделениям оформляет пояснительную записку, комплектует заказные спецификации на оборудование и материалы, после чего выдает задания сметному подразделению на разработку сметной документации и подразделению, занимающемуся разработкой разделов "Охрана окружающей среды" (ООС) или "Оценкой воздействия на окружающую среду" (ОВОС).

После проработки своих решений смежные отделы выдают ответное задание технологическому отделу. Этими заданиями смежные отделы подтверждают или отрицают в какой-то части результаты работы технологического отдела. Очень часто после проработки смежных отделов компоновочные решения технологического отдела приходится корректировать.

Разработка технологических схем и компоновки сооружения чаще всего выполняется в несколько вариантов. Сложные объекты на этом этапе имеют по 3–5 вариантов решения. Анализ вариантов, выбор наиболее эффективного, а иногда комбинация решений разных вариантов принимаются на предварительном совещании главных специалистов при главном инженере института.

Любое проектное решение в процессе его разработки проходит определенное развитие, суть которого заключается в различном (вариантном) представлении результата. Отличие опытного специалиста от молодого заключается в умении увидеть главную особенность нового решения. Профессиональный рост молодого специалиста заключается в умении выделить главное звено в техническом решении и дать ему объективную оценку.

Проработка технического решения заключается в его многовариантности. Любое проектное решение предполагает, что его разработка будет выполняться несколько раз на разных масштабах его рассмотрения. Прежде чем положить некоторое решение на бумагу приходится мысленно представить его в разных исполнениях, и только то решение, которое дает удовлетворение его создателю, принимается в качестве предварительного результата. Затем этот результат анализируется самим исполнителем, находятся слабые места, они уточняются, совершенствуются до тех пор, пока не наступит убеждение на уровне самооценки, что достигнут окончательный результат.

Успешная работа над проектом обеспечивается наличием качественных исходных данных, которые обязан представлять Заказчик. **Сбор исходных данных для проектирования** – это одна из важнейших операций проектного производства.

Для технологического объекта необходим следующий объем исходной информации:

мощность или производительность проектируемого объекта;
параметры сырьевых потоков на входе проектируемого сооружения;

состав сырьевых потоков;

требования к качеству готовой продукции на выходе установки;

технические условия на подключение установки к сырьевым и товарным потокам;

исходные данные по площадке строительства (ситуационный план с указанием ближайших населенных пунктов и промышленных объектов, картографические материалы, материалы инженерных изысканий топографические, геологические, природно-климатические);

технические условия на электроснабжение, теплоснабжение, водоснабжение;

схема завоза оборудования и строительных материалов;

условия кооперации с другими подразделениями по использованию отходов производства, ремонту технологического и электротехнического оборудования и приборов КиА;

размещение существующих коридоров коммуникаций (автодорог, железных дорог, линий электропередачи, магистральных газо и нефтепроводов);

размещение карьеров грунта и полигонов для утилизации отходов;

размещение подразделений противопожарной защиты;

размещение памятников культуры, родовых угодий;

технические условия Заказчика на применение определенной базы КИП.

Проект сложного комплекса должен сопровождаться согласованием промежуточных решений с Заказчиком. Успешное и своевременное рассмотрение промежуточных решений у Заказчика – это путь к минимизации объемов проектных работ. Только в этом случае удастся избежать значительных объемов бросовых работ. Однако этот путь таит в себе и вероятность изменения объемов работ со стороны Заказчика в процессе совместного выбора решений.

При разработке проектных решений опасных производств, а так же сооружений большой капиталоемкости согласование проектных решений должно проводиться с техническим руководством Заказчика. Если прямой выход проектной организации на технического руководителя Заказчика не организован, и все вопросы согласования проходят через департамент капитального строительства (или отдел капитального строительства), то такая схема взаимодействия обречена на малую продуктивность как в смысле качества принимаемых решений, так (и особенно) в продолжительности выполнения проектных работ.

3.2 Разработка технологической

Разработка **схемы** технологической установки начинается с технологической схемы. В схеме представляются все процессы, изменяющие свойства и состав сырья до свойств и состава товарной продукции.

Типичный набор процессов, обеспечивающих подготовку нефти:

1. Сепарация для отделения газа от жидкости (первая ступень сепарации нефти);
2. Подогрев жидкости для снижения продолжительности гравитационного разделения водонефтяной эмульсии;
3. Гравитационное разделение эмульсии с выводом нефти на конечную сепарационную установку;
4. Концевая ступень сепарации для окончательного отделения газа от нефти, обеспечивающего требуемый уровень ДНП товарной нефти;
5. Хранение товарной нефти в резервуарах, контроль ее качества, перекачка в систему магистральных нефтепроводов.

Процессы подготовки и использования подтоварной воды:

1. Отделение от воды унесенной нефти;
2. Передача воды в буферную емкость;
3. Откачка воды из буферной емкости насосами высокого давления в распределительную сеть водоводов ППД.

3.3 Генеральный план ДНС.

Основные принципы размещения сооружений на площадке

Все сооружения ДНС имеют разный характер по степени опасности взрыва или пожара. Основное правило, которым руководствуются составители нормативных документов и проектировщики, состоит в том, что нельзя совмещать факторы, приводящие к взрыву (пожару).

Суть этого правила основывается на возможности реализации окислительно-восстановительной реакции с выделением тепла только при сочетании трех факторов:

- горючего вещества;
- окислителя;
- источника зажигания достаточной мощности.

Если один фактор отсутствует, взрыв или пожар становятся невозможными.

Руководствуясь указанным правилом, при разработке генерального плана необходимо строго разделять пространство на зоны:

- для взрыво- и пожароопасных процессов (зона взрывоопасных установок);
- для установок с открытым источником огня (зона установок нормального исполнения).

В роли источников зажигания выступают следующие:

- факел горения;
- искрящее оборудование (щетки электродвигателей, контакты разъединителей, щиты и станции управления электрическим оборудованием, шкафы КИП, трансформаторные подстанции);
- инжекционные горелки огневых подогревателей;
- разряды статического электричества внутри оборудования и вне его;
- грозовые разряды;
- удары черных металлов друг о друга (ударный инструмент, каблуки обуви с металлическими набойками);
- приборы нормального исполнения (приборы КИП, теле- и фотоаппаратура с электрическим приводом, автомобили).

3.4 Компоновка сооружений ДНС

При разработке компоновочного решения ДНС необходимо обеспечить надежное функционирование, безопасность и экономическую эффективность системы. Разработка компоновки проводится в несколько этапов. Динамику этого процесса рассмотрим на примере, представленном на рис. 3.7.

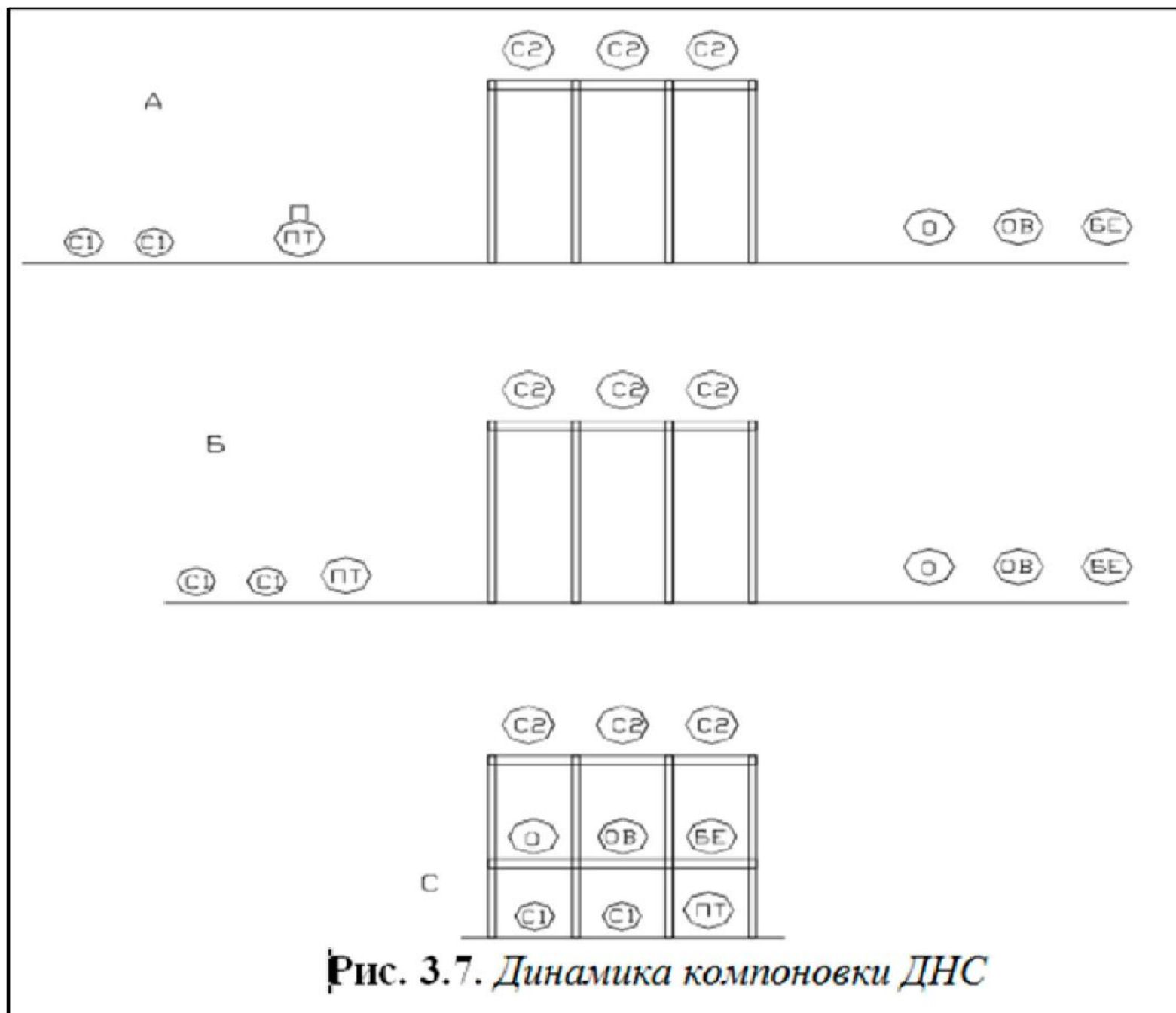


Рис. 3.7. *Динамика компоновки ДНС*

Изменение компоновки проведено в 2 шага. Шаг 1, фрагмент Б рисунка. Огневой подогреватель заменен кожухотрубчатый теплообменником, использующим в качестве источника тепла горячую воду с промышленной котельной. Такое решение позволило сократить длину установки на 2 разрыва по 15 м., то есть на 30 м.

Шаг 2, фрагмент С. Здесь произведено объединение технологического оборудования в одну комбинированную установку. Сепараторы НГС и технологический подогреватель размещены на нулевой отметке под сепараторами КСУ, оборудование подготовки воды размещено на промежуточной отметке постаментов КСУ. Опорные конструкции оборудования подготовки воды закреплены на стойках постаментов КСУ.