

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Преподаватель
Людмила Всеволодовна Шишмина**

доцент

**2016 / 2017
уч.год**



Распределение учебного времени

Лекции	8 часов
Практические занятия	16 часа
Курсовая работа	
Всего аудиторных занятий	24 часа
Самостоятельная работа	84 часа
Общая трудоемкость	108 часов

Зачет

ОБЪЕКТЫ ОБУСТРОЙСТВА. НАЗНАЧЕНИЕ, СОСТАВ, ТРЕБОВАНИЯ

Промысловое обустройство представляет собой сложный комплекс сооружений и коммуникаций:

- кусты скважин
- пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды
- резервуарные парки
- насосные внешней перекачки
- система ППД,
- КНС
- система нефтесбора
- система газосбора
- электрические подстанции и линии электропередачи
- автодороги

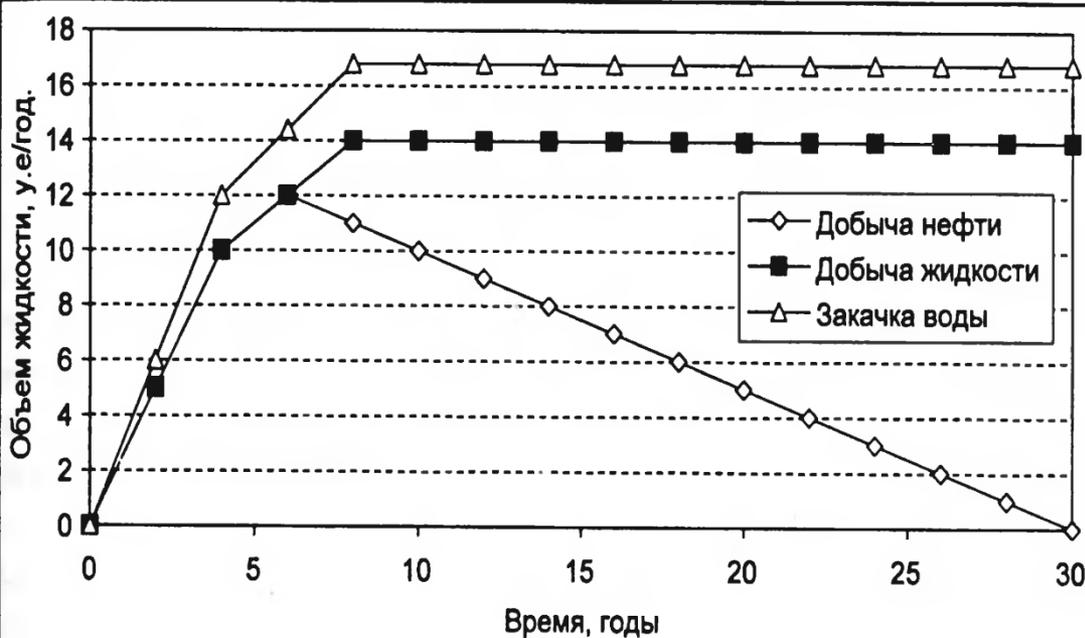


Рис. 2. Динамика жидкостных потоков

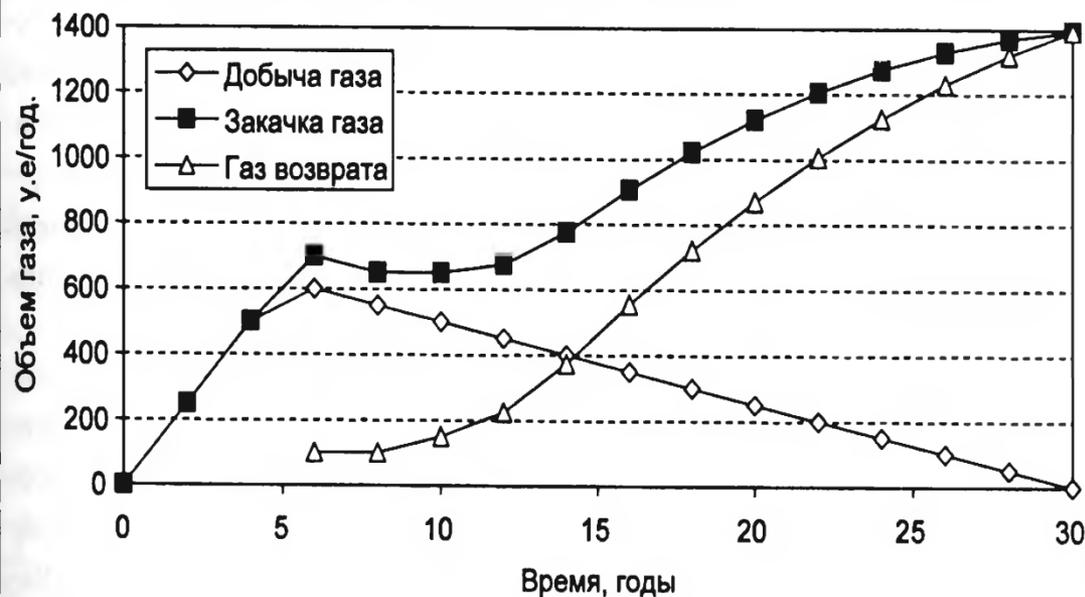


Рис. 3. Динамика газовых потоков

Проект генеральной схемы обустройства создают на основе данных проекта разработки нефтяного месторождения.

В генеральной схеме обустройства определяют мощность и местоположение объектов и сооружений всего технологического и вспомогательного комплекса.

Генеральная схема
обустройства представляет
собой взаимосвязанную
совокупность проектов
генеральных схем
технологических систем.

Основные технологические системы

- система кустов скважин
- **система сбора, транспорта и подготовки нефти, попутного газа и воды**
- система ППД
- система электроснабжения
- система автомобильных дорог

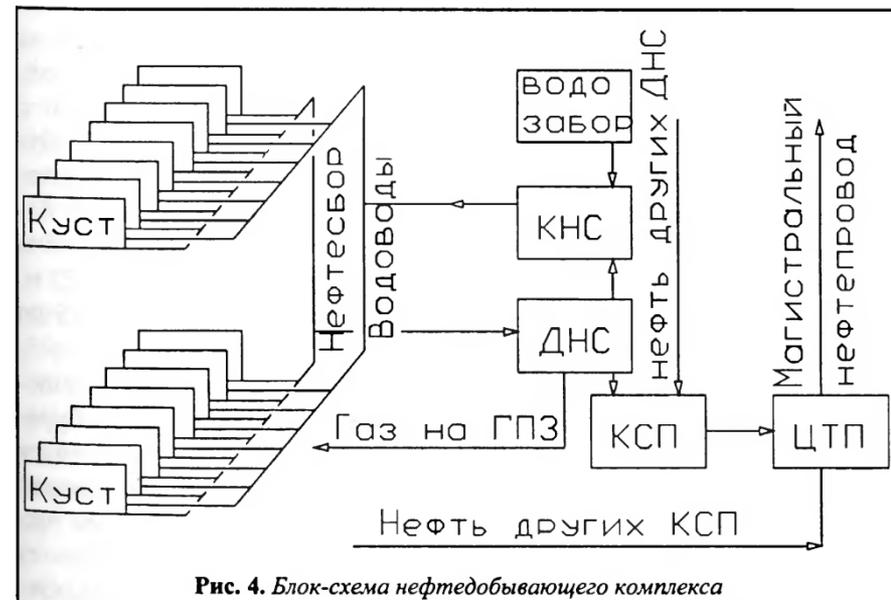


Рис. 4. Блок-схема нефтедобывающего комплекса

Общие и технологические принципы норм технологического проектирования систем обустройства нефтяных месторождений ВНТП 3-85

- рациональное использование природных ресурсов;
- использование современной вычислительной техники для **разработки** вариантов обустройства месторождений и выбора оптимального варианта, а также для **оптимизации**:
 - кустования скважин,
 - систем сбора, подготовки и транспорта нефти, нефтяного газа и воды,
 - общепромысловых инженерных коммуникаций,
 - транспортных схем;
- применение **герметизированных систем** сбора, подготовки, транспорта и учета нефти, нефтяного газа и пластовых вод на всем пути движения от скважин до потребителей;
- осуществление **однотрубного герметизированного сбора** нефти и нефтяного газа до пунктов первой ступени сепарации нефтяного газа или центральных пунктов сбора (ЦПС);

- транспорт **газонасыщенной нефти** от ДНС или пунктов сбора (ПС) до ЦПС;
- обезвоживание и обессоливание нефти в газонасыщенном состоянии с последующей ее сепарацией на конечных ступенях;
- комплексную **автоматизацию** и **телемеханизацию** технологического процесса сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтяного газа с **безрезервуарным** учетом и сдачей товарной нефти;
- максимальное применение **бескомпрессорного** транспорта нефтяного газа **первой ступени сепарации** до потребителей;
- применение методов **кустового** строительства скважин при обустройстве месторождения с оснащением их комплексом **блочных** установок, оборудования и сооружений для обслуживания и ремонта скважин, **замера дебита скважин, объемов** закачиваемой **воды**, расхода электроэнергии, использования автоматизированных средств телемеханики и т.п.;

- применение высокоэффективных **ингибиторов коррозии** в трубопроводных системах при транспорте продукции скважин и **реагентов-деэмульгаторов** при подготовке нефти;
- осуществление коридорной **объединенной** прокладки промысловых коммуникаций (трубопроводов, ЛЭП, линий связи и телемеханики, автодорог и др.);
- применение в максимально возможных объемах **блочного** и **блочно-комплектного** оборудования и установок основного технологического назначения, блок-боксов и зданий станций катодной защиты (СКЗ) для объектов производственно-вспомогательного назначения;
- использование **суперблоков**, проектирование центральных пунктов сбора, подготовки нефти, газа и воды с компоновкой аппаратуры и оборудования в **едином технологическом блоке с этажным (ярусным) размещением** технологического оборудования;

- применение **блочных** автоматизированных компрессорных станций (КС) повышенной единичной мощности, наземного технологического оборудования, в том числе установок осушки газа в блочно-комплектном исполнении;
- применение **индустриальных методов строительства** объектов инфраструктуры с монтажом их из готовых объемных **блоков** и индустриальных заготовок;
- использование неметаллических труб.

При проектировании мероприятий по защите нефтепромыслового оборудования и трубопроводов от внутренней коррозии агрессивными средами **в первую очередь** должны предусматриваться меры, направленные на **снижение и предупреждение усиления** первоначальной агрессивности среды:

- **предотвращение** попадания в добываемую нефть, нефтяной газ и сточные воды **кислорода** из атмосферы;
- **исключение смешивания** сероводородсодержащих нефтей, нефтяного газа и сточных вод с продукцией, не содержащей сероводород, до введения в практику обустройства эффективной защиты внутренней поверхности труб сплошными покрытиями, ингибиторами коррозии и расширения возможности применения коррозионно-стойких материалов;
- снижение коррозионной агрессивности среды с помощью **деаэраторов** и других средств.

Система сбора скважинной продукции, промышленного транспорта, подготовки нефти, нефтяного газа и пластовой воды должна обеспечивать:

- оптимальную централизацию объектов технологического комплекса подготовки, транспорта нефти и нефтяного газа на площадке центрального пункта сбора (ЦПС), на территории или в районе наиболее крупного месторождения

Допускается при обустройстве:

крупных месторождений и

группы месторождений небольших по площади и

рассредоточенных по территории нефтяного района

децентрализованное размещение технологических объектов и сооружений (установок предварительного сброса (УПС), сепарационных установок, ДНС, компрессорных станций (КС) и т.д.).

Оптимальность принятых решений должна быть подтверждена путем технико-экономического сопоставления вариантов обустройства.

Для технологических установок различного назначения с применением систем охлаждения рекомендуется предусматривать, по возможности, **безводные** системы (использование воздуха или другого охлаждающего агента), причем в циркуляционных системах охлаждения поток должен быть непрерывным.

При реконструкции, расширении и техническом перевооружении действующих комплексных сборных пунктов (КСП), дожимных насосных станций (ДНС) производительностью более **3 млн. т/год** (по нефти), пунктов сбора (ПС) необходимо руководствоваться требованиями норм, предъявляемыми к **центральному пунктам сбора (ЦПС)**.

Внутрипромысловое обустройство на месторождении

Объекты внутрипромыслового обустройства, размещаемые на территории непосредственно месторождения, должны обеспечивать:

- герметизированный сбор и внутрипромысловый транспорт продукции скважин до ЦПС, включая бескомпрессорный транспорт нефтяного газа первой степени сепарации:

 - до ЦПС, ГПЗ,

 - на собственные нужды и другим потребителям;

- замер продукции скважин;
- сепарацию нефтяного газа от нефти;
- учет суммарной добычи продукции скважин по бригадам и цехам;
- использование концевых участков нефтесборных трубопроводов при подходе их к ЦПС и сепараторам для предварительной подготовки к разделению продукции скважин;
- предварительное обезвоживание нефти, осуществляемое по качеству сбрасываемой пластовой воды;
- подогрев продукции скважин при невозможности ее сбора и транспорта при обычных температурах.

Соответствие блочных, блочно-комплектных, типовых проектов установок сепарации, дожимных насосных станций, установок подготовки нефти, предварительного сброса воды и др. конкретным условиям работы должно проверяться **технологическим расчетом материального баланса по принятому режиму их работы**, по результатам которого уточняются расходные показатели и правильность подбора каждого вида оборудования.

При проектировании **трубопроводов** (внеплощадочных) систем сбора и транспорта продукции скважин **необходимо предусматривать сокращение тепловых потерь** путем оптимального **заглубления** трубопроводов и применения эффективных **теплоизоляционных** материалов при наземной и надземной их прокладке.

Трубопроводы (нефтегазопроводы, нефтепроводы, газопроводы) таких систем по возможности должны проектироваться в **одну нитку** с соблюдением принципа коридорной прокладки с другими инженерными коммуникациями.

Показатель	Группа нефти		
	1	2	3
Максимальное содержание воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
Максимальное содержание хлористых солей, мг/л не более	100	300	900
Максимальное содержание механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
Максимальное давление насыщенных паров (ДНП) при температуре 37,8°C, кПа, не более	66,7	66,7	66,7
Массовая доля органических хлоридов, млн ⁻¹ (ppm)	10		
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20	100	100
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40	100	100 15

Требования к качеству воды для закачки в пласт ОСТ 39-225-88

Проницаемость пласта, 10^{-6} м^2	Удельная трещиноватость пласта	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
$\leq 0,1$	-	< 3	< 5
$> 0,1$	-	< 5	< 10
$\leq 0,35$	От 6,5 до 2 вкл.	< 15	< 40
$> 0,35$	Менее 2	< 30	< 50
$\leq 0,6$	От 35 до 3,6 вкл.	< 40	< 40
$> 0,6$	Менее 3,6	< 50	< 50

Установки подготовки нефтяного газа

В зависимости от направления использования нефтяного газа и условий его транспорта до потребителей следует применять следующие **способы подготовки** газа:

а) **осушку** газа от влаги абсорбционным способом;

б) **извлечение тяжелых углеводородов с осушкой** газа от влаги способом **низкотемпературной конденсации** (НТК).

При **бескомпрессорном** транспорте смеси **нефтяных газов** первой и конечных ступеней сепарации технологическая **схема** их **подготовки** должна предусматривать:

а) при транспорте газа в **двухфазном** состоянии и в условиях, приводящих к образованию **гидратов**, — **компримирование газов конечных** ступеней сепарации до давления первой ступени сепарации и совместную **осушку** газов первой и конечных ступеней сепарации от влаги **абсорбционным** способом;

б) при транспорте газа в **однофазном** состоянии — **компримирование газов** конечных ступеней сепарации до давления первой ступени сепарации, его **осушку** от влаги или **извлечение** из газа первой ступени или смеси газов первой и конечных ступеней сепарации **тяжелых углеводородов** способом **НТК** с впрыском гликоля.

Извлечение тяжелых углеводородов способом **НТК** из газов первой ступени или из смеси газов первой и конечных ступеней сепарации следует предусматривать **лишь в тех случаях**, когда подготовка газа другими способами не обеспечивает возможность транспорта газа в однофазном состоянии и подтверждается технико-экономическими расчетами.

Целесообразность **осушки** газа от влаги определяется в каждом конкретном случае по результатам технико-экономических расчетов.

При **компрессорном** транспорте смеси газов первой и конечных ступеней сепарации в **однофазном** состоянии подготовку их следует предусматривать по схеме **НТК** с впрыском гликоля, а в **двухфазном** состоянии — только **осушку** от влаги.

Выделившийся при подготовке газа углеводородный **конденсат** следует направлять или в товарную нефть, если это не приводит к увеличению **давления насыщенных паров** нефти сверх нормативного, установленного ГОСТ Р 51858-2002, или в нефть перед первой ступенью сепарации.

Возможность подачи в нефть перед первой ступенью сепарации углеводородного конденсата, полученного в процессе подготовки газа при его компрессорном транспорте, должна в каждом конкретном случае определяться технико-экономическими расчетами.

Состав основных сооружений установок подготовки газа определяется **условиями транспорта** и **направлением его использования**.

При проектировании установок подготовки нефтяного газа необходимо руководствоваться следующими основными положениями:

а) установки осушки газа должны, как правило, быть в **блочно-комплектном** исполнении или комплектоваться из технологических узлов в блочном исполнении;

б) при привязке блочно-комплектных установок осушки газа должны быть выполнены поверочные, **технологические** расчеты **процессов абсорбции** и **десорбции** газа, расчет **теплового баланса** абсорбционных и десорбционных **аппаратов**, расчет **колонной, теплообменной** и другой **аппаратуры**.

Расчетами должны быть уточнены **расходные** показатели для конкретных условий привязки установки и определена возможность использования принятого в проекте оборудования.

Если **температура** газа, направляемого на осушку **абсорбционным** способом, **ниже 288 К (15 °С)**, необходимо предусматривать **подогрев** газа.

Потери осушителя (гликоля) не должны превышать 0,02 кг (20 г) на 1000 м³ нефтяного газа.

Температура регенерации осушителя должна поддерживаться в соответствии с рекомендациями, указанными в паспорте осушителя (абсорбента).