

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко,
А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин**

ТРАНСПОРТ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Издательство
Томского политехнического университета
2011

УДК 622.692.5(075.8)

ББК 39.77я73

Ч-96

Чухарева Н.В.

Ч-96

Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.

В пособии рассмотрены основные сведения по классификации, составу и категориям промыслового трубопроводного транспорта скважинной продукции, особенности его проектирования и строительства в разных климатических условиях, осложняющие процессы при эксплуатации промысловых трубопроводов и оборудования подготовки углеводородов до товарных качественных характеристик. Приведены основные методы повышения эксплуатационной надежности трубопроводов и оборудования в различных условиях эксплуатации. Представлены типовые задачи по технологическим расчетам промысловых нефтегазопроводов.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению 131000 «Нефтегазовое дело», а так же для слушателей профессиональной переподготовки и повышения квалификации.

УДК 622.692.4(075.8)

ББК 39.71я73

Рецензенты

Кандидат технических наук
ведущий инженер производственного отдела
ООО «Газпром трансгаз Томск»
А.В. Герасимов

Кандидат технических наук,
доцент Института Кибернетики ТПУ
Е.И. Громаков

© ГОУ ВПО НИ ТПУ, 2011

© Чухарева Н.В., Рудаченко А.В.,
Бархатов А.Ф., Федин Д.В., 2011

© Обложка. Издательство Томского
политехнического университета, 2011

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ.....	9
1.1. Основные термины и определения.....	9
1.2. Назначение и классификация промышленных трубопроводов.....	9
1.3. Состав и категория промышленных трубопроводов.....	25
Контрольные задания.....	28
2. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	33
2.1. Основы проектирования промышленных трубопроводов...	33
2.2. Строительство промышленных трубопроводов.....	39
2.2.1. Подготовительные работы.....	40
2.2.2. Погрузочно-разгрузочные и транспортные работы.....	43
2.2.3. Земляные работы.....	44
2.2.4. Сборка и сварка трубопровода.....	45
2.2.5. Изоляционно-укладочные работы.....	50
2.2.6. Очистка полости и испытание промышленных трубопроводов.....	51
2.2.7. Засыпка трубопровода и рекультивация грунта.....	52
2.2.8. Строительство переходов промышленных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия.....	53
Контрольные задания.....	58
3. ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА.....	61
3.1. Товарные характеристики нефти и газа.....	61
3.2. Обзор систем сбора и подготовки скважинной продукции.....	66
3.2.1. Технологические схемы сбора и подготовки на нефтяных и нефтегазовых месторождениях.....	88
3.2.2. Существующие системы сбора скважинной продукции на газовых месторождениях.....	96
3.3. Подготовка скважинной продукции нефтяных и нефтегазовых месторождений.....	98
3.3.1. Сепарация.....	98
3.3.2. Отделение воды от нефти.....	108
3.3.3. Обессоливание.....	126
3.3.4. Стабилизация.....	128
3.3.5. Очистка нефти от сероводорода.....	131
3.3.6. Очистка нефти от механических примесей.....	134
3.3.7. Подготовка сверхвязких нефтей.....	135

3.3.8. Подготовка воды.....	137
3.4. Промысловая подготовка газа.....	143
Контрольные задания.....	155
4. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	158
4.1. Осложнения, вызванные коррозионными разрушениями...	158
4.1.2. Типы и виды коррозии.....	158
4.1.3. Основные механизмы коррозионного разрушения.....	160
4.1.4. Факторы, влияющие на интенсивность коррозионного разрушения.....	169
4.1.5. Классификатор нефтепромысловых сред по их коррозионной активности.....	175
4.1.6. Классификация сред, содержащих сероводород.....	177
4.1.7. Химическая классификация пластовых вод.....	180
4.2. Осложнения, вызванные выпадением парафинов в трубопроводах и промышленном оборудовании.....	186
4.2.1. Общая информация и классификация.....	186
4.2.2. Состав и строение асфальтосмолопарафиновых отложений	192
4.2.3. Факторы, влияющие на процесс отложения парафинов...	202
4.3. Осложнения, вызванные образованием гидратов в трубопроводах.....	209
4.3.1. Общая информация.....	209
4.3.2. Условия образования гидратов.....	212
4.3.3. Типы гидратов и гидратообразующие вещества.....	216
4.3.4. Физические свойства гидратов.....	220
Контрольные задания.....	222
5. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	225
5.1. Предотвращение коррозионных образований промысловых трубопроводов.....	227
5.1.1. Применение промысловых труб из различных материалов.....	227
5.1.2. Применение технологии поворота промышленного трубопровода.....	234
5.1.3. Установки магнитной обработки жидкости для промысловых трубопроводных систем.....	234
5.1.4. Применение ингибиторов коррозии.....	238
5.2. Предотвращения парафинообразований.....	241
5.2.1. Применение ингибитора предотвращения	241

парафинообразований.....	
5.2.2. Технологический метод борьбы с отложениями парафина	243
5.2.3. Микробиологический метод борьбы с отложениями парафина.....	246
5.2.4. Тепловой метод борьбы с отложениями парафина.....	247
5.2.5. Магнитный метод.....	248
5.2.6. Внутритрубная очистка.....	248
5.2.7. Пробковая подача ингибитора.....	254
5.3. Борьба с гидратообразованиями.....	255
5.3.1. Подогрев газа.....	256
5.3.2. Добавление метанола.....	257
5.3.3. Осушка газа.....	259
5.3.4. Снижение давления.....	267
5.4. Диагностика.....	267
Контрольные задания.....	280
6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ТРУБОПРОВОДОВ.....	281
6.1.1. Гидравлический расчёт простых напорных трубопроводов.....	281
6.1.2. Определение потерь напора на трение.....	282
6.1.3. Графоаналитический способ решения задач.....	286
6.1.4. Задания для самостоятельной работы.....	287
6.1.4.1. Типовая задача.....	287
6.1.4.2. Типовая задача.....	292
6.1.4.3. Типовая задача.....	297
6.2. Гидравлические расчёты сложных трубопроводов.....	301
6.2.1. Гидравлический расчёт трубопровода I категории.....	301
6.2.2. Гидравлический расчёт трубопровода II категории.....	302
6.2.3. Гидравлический расчёт трубопровода III категории.....	303
6.2.4. Увеличение пропускной способности трубопровода.....	304
6.2.4.1. Типовая задача.....	305
6.2.4.2. Типовая задача.....	311
6.3. Расчёт трубопроводов при неизотермическом движении однофазной жидкости.....	316
6.3.1. Задания для самостоятельной работы.....	321
6.3.1.1. Типовая задача.....	321
6.4. Расчёт газопровода.....	326
6.4.1. Расчёт простого газопровода.....	326
6.4.2. Гидравлический расчёт.....	328
6.4.3. Типовые задачи.....	330
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	335
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	337

Глоссарий.....	342
Ответы на контрольные вопросы.....	347
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	349

ВВЕДЕНИЕ

Жидкие и газообразное углеводородное сырье и продукты его переработки являются важными составляющими экономики страны. В настоящее время трудно найти отрасль производства, развитие которой прямо или косвенно не связано с поставками нефти, газа и нефтепродуктов. Углеводородное сырье является не только одним из основных энергоносителей, но служит основой для развития новых технологий, производства новых материалов и продуктов.

Основным видом транспорта углеводородов в нашей стране, да и во всем мире является трубопроводный транспорт. Не многим более 100 лет назад в России появился первый нефтепровод диаметром 203 мм и протяженностью 883 км. В настоящее время трубопроводный парк нашей страны способен транспортировать 600 млн. тонн нефти и 800 млрд. м³ газа.

Утвержденная правительством в августе 2003 г. Энергетическая стратегия РФ на период до 2020 г. предусматривает доведение ежегодной добычи нефти к концу программы как минимум до 450 млн.т., газа до 680 млрд. м³. Данное решение может быть реализовано при привлечении сырьевого потенциала из бассейна континентального шельфа, из Восточной и Западной Сибири, что требует определенных отечественных и зарубежных разработок в области проектирования и строительства трубопроводов как магистрального, так и промыслового назначения.

Промысловое обустройство требует большого объема капитальных вложений, значительная доля которых приходится на сооружение систем сбора и транспорта нефти и газа. Поэтому грамотная промысловая подготовка нефти и газа имеет первостепенное значение как для снижения капитальных затрат и эксплуатационных расходов, так и для сокращения сроков обустройства месторождений и, следовательно, для ускорения ввода в действие новых месторождений.

В настоящее время на территории России эксплуатируется более 350 тыс. км промысловых трубопроводов. Ежегодно в России на промыслах происходит до 70 тыс. аварий трубопроводного транспорта, 90 % из которых являются следствием коррозионных повреждений. Из общего числа аварий на долю систем сбора углеводородов приходится около 55 % . В настоящий момент 42 % новых стальных труб при эксплуатации на нефтепромыслах не выдерживают 5 лет эксплуатации, а 17 % эксплуатируются до начала порывов менее 2 лет. На ежегодную замену промысловых сетей расходуется более 8 тыс. км труб, что составляет около 400...500 тыс. тонн стали.

Современный инженер по внутрипромысловому трубопроводно-

му транспорту и хранению продукции скважин (нефти и газа) должен знать состав и физико-химические свойства нефти, газа, воды как многокомпонентной многофазной системы, основные принципы и закономерности процессов подготовки скважинной продукции и её транспортировки, знать причины и пути борьбы с коррозионными повреждениями.

Эти знания позволят правильно оценивать существующие технологии подготовки, транспорта и хранения нефти и газа и модернизировать их. На комплексе знаний, полученных при изучении данного курса, основываются новые подходы грамотного и более совершенного проектирования систем подготовки скважинной продукции, транспорта и её хранения.

В данном пособии проведен анализ особенностей проектирования и строительства промысловых трубопроводов, способов промысловой подготовки нефти и газа, представлены осложнения, возникающие при эксплуатации промысловых трубопроводов. Отмечены методы повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов и промыслового оборудования, а также представлена технология расчета трубопроводов.

1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Основные термины и определения

Промысловые трубопроводы согласно [1] – это капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки природного газа, нефти, нефтепродуктов, воды и их смесей от мест добычи до установок комплексной подготовки и далее к местам врезки в магистральный трубопровод или для подачи на другой вид транспорта, например железнодорожный, морской, речной.

В соответствии с [2], промышленный трубопровод – это система технологических трубопроводов для транспортирования нефти, конденсата, газа, воды на нефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождениях.

Основной составляющей промышленного трубопровода является линейная часть – непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная в траншею тем или иным способом.

Линейная часть – это промышленный трубопровод с переходами через естественные и искусственные преграды, резервные нитки при переходах через водные преграды, лупинги (параллельные нитки на отдельных участках для производства ремонтных работ без прекращения подачи транспортируемого продукта), крановые узлы, камеры запуска и приёма очистных устройств и диагностических приборов.

Линейная часть трубопроводов прокладывается в разнообразных топографических, геологических, гидрогеологических и климатических условиях. Вдоль трассы промышленного трубопровода встречаются участки с различной несущей способностью грунтов (болота, скальные грунты, многолетнемерзлые грунты и т.д.).

1.2. Назначение и классификация промышленных трубопроводов

Промысловые трубопроводы предназначены для транспортирования: продукции скважин (нефть), отделенной от нефти сточной (подтоварной) воды, попутного нефтяного газа, газового конденсата, природного газа. Промысловые трубопроводы бывают: межпромысловые, промысловые и технологические (технологическая обвязка промышленного оборудования, например трубопроводы, расположенные на площадке сепарации нефти).

Анализ литературных источников [1, 3...5] позволяет выделить несколько подходов к классификации промышленных трубопроводов (ПТ). Они заключаются в том, что ПТ классифицируют:

- по способу прокладки;
- по виду перекачиваемого продукта;
- по назначению;
- по рабочему давлению;
- по функции;
- по способу соединения;
- по форме расположения в пространстве;
- по материалу;
- по типу изоляции;
- по степени заполнения сечения трубопровода;
- по диаметру;
- по размерам;
- по гидравлической схеме.

ПТ **по способу прокладки** классифицируют: *подземной прокладки, наземной и надземной*. Кроме того, современные тенденции развития большого количества морских месторождений свидетельствуют о развитии четвертого способа прокладки трубопроводов – *подводного*. Выбор того или иного способа определяется условиями строительства и окончательно принимается на основании технико-экономического сравнения различных вариантов. Рассмотрим более подробно перечисленные способы.

Подземный способ, представленный на рис. 1.1 являются наиболее распространенным, и предусматривает технологию прокладки трубопроводов в грунте на глубине, превышающей диаметр трубы. При таком способе привлекается большое количество разнообразной техники, например трубоукладчики, одноковшовые экскаваторы, роторные траншейные экскаваторы, бульдозеры, автосамосвалы (рис. 1.2) и т.д. Тем самым достигается максимальная механизация работ всех видов и, согласно [1], после окончания строительства, земля может быть использована как пахотная.

Если рассматриваются участки под строительство ПТ на территории вечномёрзлых, скальных и болотистых грунтов, то строительство в таких условиях требует дополнительных затрат, связанных с привлечением специальной дорогостоящей техники.



а)



б)

*Рис. 1.1. Подземная прокладка промышленного трубопровода:
а) в горной местности; б) на равнинной местности*



а)



б)



в)



г)

*Рис. 1.2. Техника, применяемая при строительстве промышленного трубопровода при подземной прокладке [6]:
а) одноковшовый экскаватор; б) роторный траншейный экскаватор с рабочим органом навесного типа; в) бульдозер); г) трубоукладчик*

В отличие, от трубопроводов, уложенных в плотных грунтах, трубопроводы, уложенные *на болотах*¹ по подземной схеме, с течением времени изменяют свое первоначальное положение. Это объясняется чрезвычайно сильной сжимаемостью болотистых (торфяных) грунтов под воздействием даже незначительных уплотняющих нагрузок. Поскольку в период эксплуатации в трубопроводе возникают продольные усилия, то они обуславливают более значительные поперечные перемещения труб [7]. Кроме этого на участках с высоким состоянием грунтовых вод на трубопровод действует Архимедова сила, что дополнительно требует применения балластировки (рис. 1.3).

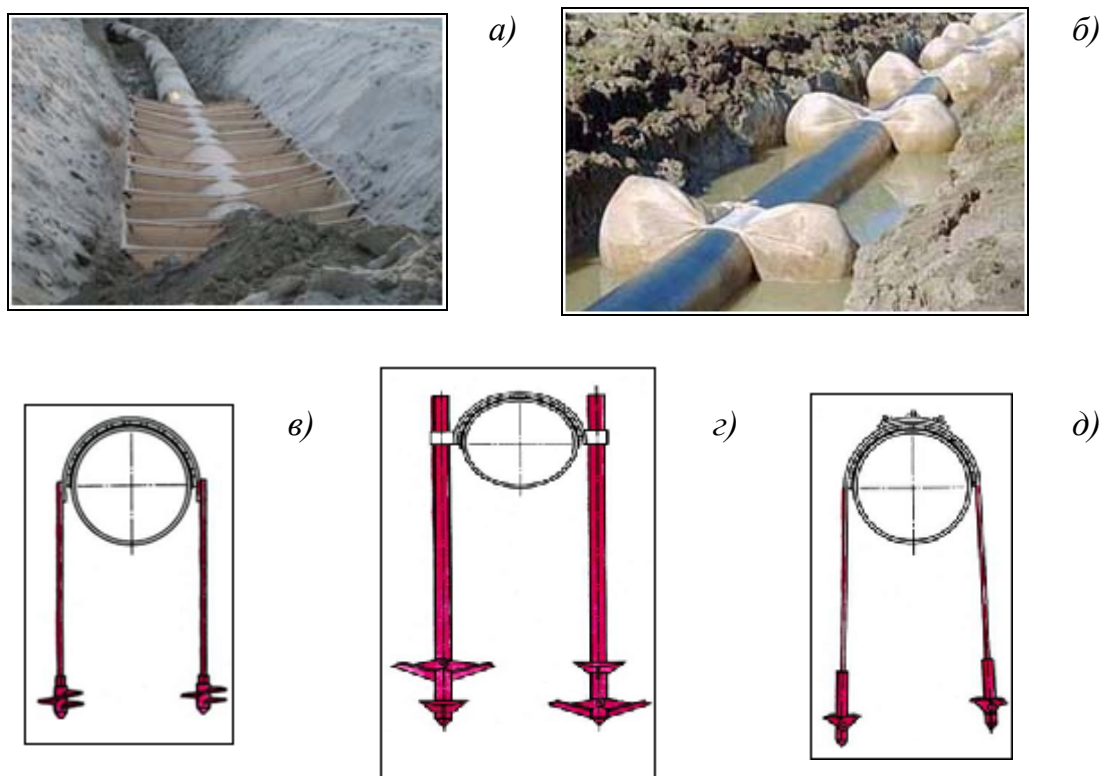


Рис. 1.3. Балластировка промышленного трубопровода [6]:
 а) контейнер текстильный КТБ; б) полимерно – контейнерное балластирующее устройство; в) винтовой анкер; г) забивной раскрывающейся анкер; д) выстреливаемый анкер

¹ По строению и условиям образования болота классифицируют следующим образом:

- *верховые болота (рис. 1.4) (наиболее распространенные в России). Находятся в зонах избыточного увлажнения, имеют выпуклую форму поверхности. Болота обычно имеют незначительный лесной покров;*
- *низинные болота (рис. 1.5). Их характерные признаки: вогнутая поверхность; богатое грунтовое водно-минеральное питание; растительный осоковый или осоково-гипсовый микроландшафт;*

- *переходные болота (рис. 1.6), не имеющие четко выраженного рельефа поверхности.*



Рис. 1.4. Верховые болота [7]



Рис. 1.5. Низинные болота [7]

Рис. 1.6. Переходные болота [7]

Все болота подразделяются на три типа: *I тип* – болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и неоднократный проход машин и механизмов с удельным давлением 0,2-0,3 кгс/см²; *II тип* – болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу машин с удельным давлением до 0,1 кгс/см²; *III тип* – болота, допускающие работу только плавучих машин и механизмов.

Таким образом, тип болота определяет не только технологическую схему выполнения работ, но и те требования, которые должны предъявляться к прочности и устойчивости трубопроводов [7].

Разработку траншей на болотах осуществляют по следующим схемам ведения землеройных работ:

- *с применением выторфовывания;*
- *с применением специальной техники, щитов или сланей, снижающих удельное давление на поверхность грунта;*
- *в зимнее время;*
- *взрывом.*

При глубине торфяного слоя до 1 м с подстилающим основанием, имеющим высокую несущую способность, используется разработка

траншей с предварительным *выторфовыванием*. Предварительное удаление торфа до минерального грунта осуществляется бульдозером или экскаватором.

Для разработки траншей на слабых грунтах используются болотные экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью (рис. 1.7) [6], оборудованные обратной лопатой или драглайном. Разработку траншеи также можно осуществлять экскаватором, расположенным на пеносанях, которые перемещаются по болоту с помощью лебедки, установленной на плотном минеральном грунте.



Рис. 1.7. Экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью [6]

Болота, глубокие и большой протяженности с низкой несущей способностью торфяного покрова, разрабатывают зимой, а мелкие небольшие болота и заболоченные участки в летний период.

В зимний период в результате промерзания грунта на полную (проектную) глубину разработки траншеи значительно увеличивается несущая способность грунта, что позволяет использовать обычную землеройную технику (роторные и одноковшовые экскаваторы) без применения сланей. На участках с глубоким промерзанием торфа работы выполняют комбинированным способом:

- *разрыхление мерзлого слоя с использованием бульдозера-рыхлителя;*
- *буровзрывным методом;*
- *одноковшовым экскаватором.*

В случае проведения земляных работ *в условиях вечной мерзлоты*, с глубиной промерзания на 0,4 м и более, в зимний период предусматриваются мероприятия по предохранению грунта от промерзания (рыхление поверхностного слоя, устройство снежного валика, утепление древесными остатками и др.).

Для разработки траншей трубопроводов диаметром до 100 мм в мерзлых грунтах применяют фрезерные экскаваторы (рис. 1.8) с глубиной копания 1,3 м. Ширина траншей, разрабатываемых этими экскава-

торами, может быть увеличена до 400 мм изменением расстановки зубьев на фрезе.

Траншеи большей ширины в мерзлых грунтах разрабатывают с использованием роторных экскаваторов с глубиной копания до 2,5 м и шириной рабочего органа 1,2 м.

В немерзлых, частично мерзлых грунтах и в грунтах с включениями валунов траншеи



Рис. 1.8. Фрезерный экскаватор [8]

целесообразно разрабатывать одноковшовыми экскаваторами с ковшом вместимостью от 0,5 до 1,0 м³, а также экскаватором со сменным узким ковшом.

Строительство трубопроводов *в горах* это весьма сложная в инженерно-техническом и организационном отношении задача.

Сильная пересеченность рельефа местности обуславливает необходимость выполнения работ на крутых подъемах и спусках, косогорных участках. Часто встречаются уклоны такой крутизны, что работа машин на них оказывается невозможной.

Как правило, крутые откосы сложены скальными грунтами, часто сильно – трещиноватыми и насыщенными водой. Поэтому к сложностям рельефа добавляются сложности, обусловленные необходимостью устройства полок для прохода строительных колонн и траншей для трубопровода с помощью буровзрывных работ. Возможность внезапного образования оползней огромных масс грунта или возникновения селевых потоков вызывает опасность ведения строительного-монтажных работ.

Горные дороги, как правило, имеют большое число крутых подъемов и поворотов. Это создает значительные трудности в транспортировке длинномерных грузов (секций труб). В некоторых случаях доставка даже двухтрубных секций оказывается сложной, и строительство трубопроводов приходится вести из одиночных труб.

Затруднения возникают и при организации строительных участков. Если в обычных условиях можно расставить участки по длине всего трубопровода, то в горах это часто вызывает большие трудности. Отсутствие дорог, сложность рельефа и грунтовых условий во многих случаях диктуют свои требования. Работы можно вести только одной колонной, устраивая сначала полки, дорогу, траншею.

На очень сложных участках работы ведет обычно комплексная колонна, выполняя сразу все операции, вплоть до засыпки уложенного трубопровода.

В числе основных мер по борьбе с оползнями можно назвать следующие: перехват поверхностных и грунтовых вод, устройство буронабивных железобетонных свай, прорезающих оползень и входящих на 2..3 м в коренной грунт. В некоторых случаях (при малых оползнях) неплохие результаты может дать устройство подпорных стенок [7].

Все эти факторы указывают на значительное увеличение стоимости строительства.

Наземные схемы прокладки (рис. 1.9) преимущественно используются в сильно обводненных и заболоченных районах при высоком уровне грунтовых вод и очень малой несущей способности верхнего слоя грунта, на солончаковых грунтах, при наличии подстилающих скальных пород, а также при пересечении с другими коммуникациями. При наземной прокладке верхняя образующая трубопровода располагается выше отметок дневной поверхности, а нижняя образующая – ниже, на уровне дневной поверхности или на небольшой глубине. Для уменьшения объема насыпи и увеличения устойчивости трубопровода в горизонтальной плоскости (особенно на криволинейных участках) рекомендуется проводить работы по укладке трубопровода в неглубокую траншею глубиной от 0,4 до 0,8 м с последующим сооружением насыпи необходимых размеров [1].

Основное достоинство данного способа связано с меньшими затратами, вследствие уменьшения объема земляных работ. Однако при наземной прокладке увеличивается вероятность ускоренного коррозионного разрушения и при смене температурного режима зима-лето в результате процессов теплового переноса (от транспортируемого продукта к грунту) происходит деформация трубопровода, которая приводит к сокращению срока его безопасной эксплуатации.

Надземную прокладку трубопроводов (рис. 1.10) или их отдельных участков рекомендуется применять в пустынях и горных районах, в болотистых местностях, в районах горных выработок, оползней, в районах распространения многолетней мерзлоты и сейсмических районах, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия.



Рис. 1.9. Надземный способ прокладки промыслового трубопровода



Рис. 1.10. Надземная прокладка трубопровода

Специфика сооружения ПТ *в пустыне* заключается, прежде всего, в том, что трасса проходит по безлюдным, безводным и бездорожным районам с сыпучими песчаными грунтами или по скалистым грунтам, покрытым толстым слоем пыли. Необычайно сложны климатические условия в пустынных районах. Достаточно сказать, что летом температура достигает $45...50\text{ }^{\circ}\text{C}$ в тени при относительной влажности воздуха $6...10\%$, а зимой – $35\text{ }^{\circ}\text{C}$. Пески, например, в пустынях Кызылкум и Каракумы прогреваются до $70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Особенно большие помехи создают почти непрерывные горячие сухие ветры и песчаные бураны [7].

При строительстве трубопроводов в песках весьма сложным из-за пыльных буранов оказывается организация доставки на трассу материалов (битума, труб), защита машин и механизмов, а также нанесение изоляционного покрытия. Проникающая во все узлы машин мельчайшая пыль вызывает ускоренный их износ.

При выборе трассы трубопроводов *в сейсмических районах* необходимо избегать косогорные участки, участки с неустойчивыми и просадочными грунтами, территории горных выработок и активных тектонических разломов, а также участки, сейсмичность которых превышает 9 баллов.

При прохождении участка трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами необходимо предусматривать возможность свободного перемещения и деформирования трубопровода [7].

На наиболее опасных в сейсмическом отношении участках трассы должна предусматриваться автоматическая система контроля и отключения аварийных участков трубопроводов [7].

При надземной прокладке сводится к минимуму объем земляных работ, отпадает необходимость в дорогостоящей пригрузке (балластировке) и в устройстве защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов.

Надземная прокладка имеет следующие недостатки: загроможденность территории, необходимость устройства опор, специальных проездов для техники и миграции животных, значительную подверженность трубопровода суточным и сезонным колебаниям температуры, что требует принятия специальных мер.

В мире разработка нефтегазовых запасов континентального шельфа идет уже более 100 лет, в США с шельфовых месторождений получают до 30 % нефти и 25 % газа. В России добыча нефти на шельфе началась относительно недавно, с 90-х годов прошлого столетия [9]. При этом обсуждаются и реализуются в первую очередь проекты по разработке крупных шельфовых месторождений с участием мировых грандов нефтяного бизнеса. Пример, как выглядит комплекс по добыче углеводородов в морской зоне и комплекс для строительства морских трубопроводов, представлен на рис. 1.11.



а)



б)

*Рис. 1.11. Комплексы, применяемые в морской акватории:
а) для добычи углеводородного сырья; б) для строительства морских трубопроводов*

Технически доступные ресурсы свободного газа на российских акваториях оцениваются более 40 трлн. м³ и составляют 56 % от общей величины извлекаемых ресурсов. На северных акваториях России суммарный объем рентабельных ресурсов нефти составляет около 4 млрд. тонн, или 60 % от общего объема технически доступных и 40 % – от общего объема извлекаемых [9]. Потенциал развития ресурсной базы и увеличение объемов добычи углеводородов в значительной мере связаны с шельфом Баренцева и Печорского морей. Здесь уже открыты уникальные месторождения, например Штокмановское газоконденсатное месторождение, Приразломное и Долгинское нефтяные месторождения.

На рис. 1.12 представлено распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов шельфовых месторождений на территории Российской Федерации.

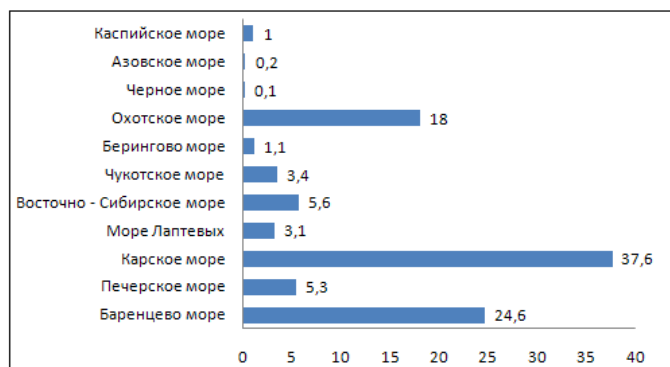
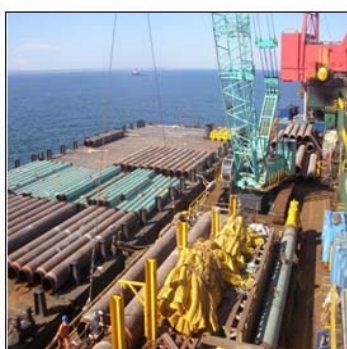


Рис. 1.12. Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов шельфовых месторождений РФ [9]

Применение *подводной прокладки* (рис. 1.13) при обустройстве шельфовых месторождений является производственной необходимостью. Такой способ необходим для транспорта добытых углеводородов на сушу.



а)



б)

Рис. 1.13. Подводная прокладка трубопровода:

а) судно – трубоукладчик; б) ремонт подводного трубопровода

Согласно [4] ПТ и технологические трубопроводы *по виду транспортируемой среды* классифицируют:

- нефтепроводы;
- газопроводы;
- нефтегазопроводы;
- метанолопроводы;
- конденсатопроводы;
- ингибиторопроводы;
- водопроводы;
- паропроводы;
- канализация.

Классификация ПТ по назначению:

- самотечные;
- напорные;
- смешанные.

ПТ, по которым транспортируют газ и газовый конденсат с газовых и газоконденсатных месторождений по величине давления, согласно СП 34 – 116 – 97 [3] подразделяются на четыре класса (рис. 1.14).



Рис. 1.14. Классификация промышленных трубопроводов для транспорта газа и газового конденсата по величине давления

Классификация ПТ по функции:

- выкидные линии (от устья скважин до ГЗУ);
- сборные коллекторы (принимают продукцию от нескольких трубопроводов);
- товарные (товарная продукция).

ПТ, по которым транспортируют нефть по величине давления классифицируются следующим образом (рис. 1.15).



Рис. 1.15. Классификация нефтесборных трубопроводов по величине давления [5]

Классификация ПТ по способу соединения:

- разъемные (рис. 1.16);

- неразъемные (сварные, склеенные, рис. 1.17).



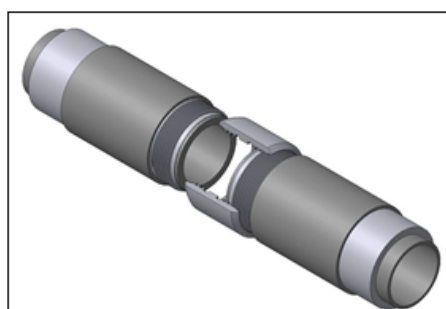
а)



б)

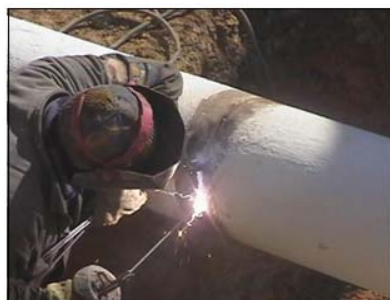


в)



г)

Рис. 1.16. Разъемные соединения промышленных трубопроводов:
 а) фланцевое; б) раструбное; в) резьбовое; г) резьбовое муфтовое соединение



а)



б)

Рис. 1.17. Неразъемные соединения промышленных трубопроводов:
 а) ручная дуговая сварка; б) склеивание промышленных трубопроводов

Классификация ПТ по форме расположения в пространстве:

- линейные (рис. 1.18) (сборный коллектор – одна линия);
- кольцевые (рис. 1.19) (сборный коллектор – замкнутая кольцевая линия);

- лучевые (рис. 1.20...1.22) (сборные коллектора сходятся лучами к одному пункту) различают: телескопическую систему и лупинговую систему.

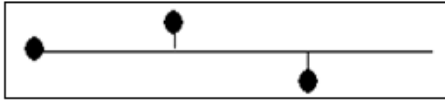


Рис. 1.18. Линейная форма расположения

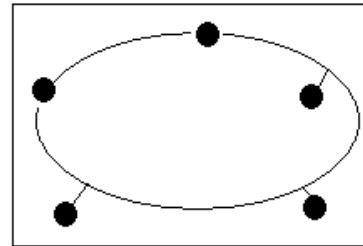


Рис. 1.19. Кольцевая форма расположения



Рис. 1.20. Лучевая система

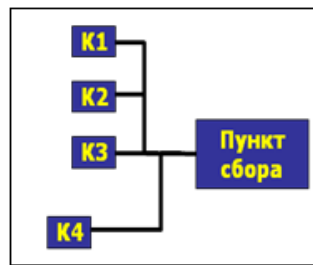


Рис. 1.21. Телескопическая система

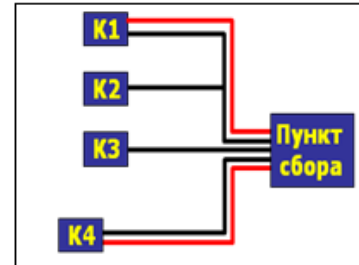


Рис. 1.22. Лупинговая система

Классификация трубопроводов по материалу изготовления:

- стальные (рис. 1.23);
- чугунные (рис. 1.24);
- полиэтиленовые (рис. 1.25);
- стеклопластиковые (рис. 1.26);
- полимерметаллические (рис. 1.27);
- железобетонные (рис. 1.28);
- алюминевые (рис. 1.29);
- комбинированные (рис. 1.30).



Рис. 1.23. Стальные трубы



Рис. 1.24. Чугунные трубы



Рис. 1.25. Намотка полиэтиленовой трубы на катушку



Рис. 1.26. Стеклопластиковые трубы



Рис. 1.27. Полимерметаллические трубы



Рис. 1.28. Железобетонные трубы

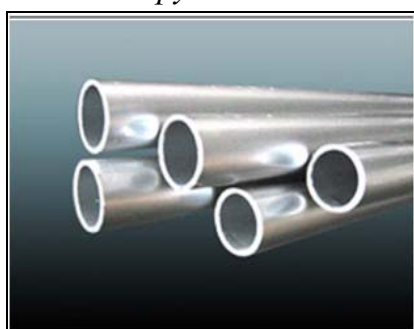


Рис. 1.29. Алюминиевые трубы



Рис. 1.30. Металлопластиковые трубы

Классификация трубопроводов по изоляции:

- внешняя (рис. 1.31);

- внутренняя (рис. 1.32);
- без изоляции (рис. 1.33).



Рис. 1.31. Труба с внешней заводской изоляцией

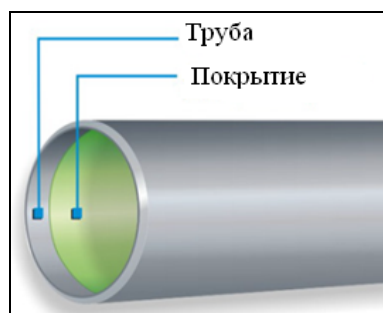


Рис. 1.32. Внутренняя изоляция для антикоррозионной защиты трубопроводов

Классификация трубопроводов по характеру заполнения сечения трубопровода:

- с полным заполнением сечения трубопровода (напорные нефтепроводы, транспортирующие товарную нефть);
- с неполным заполнением сечения трубопровода (напорные и безнапорные нефтепроводы, нефтесборные коллекторы).



Рис. 1.33. Труба без изоляции

В зависимости от диаметра ПТ для транспорта нефти, согласно [3] подразделяют на 3 класса (рис. 1.34):

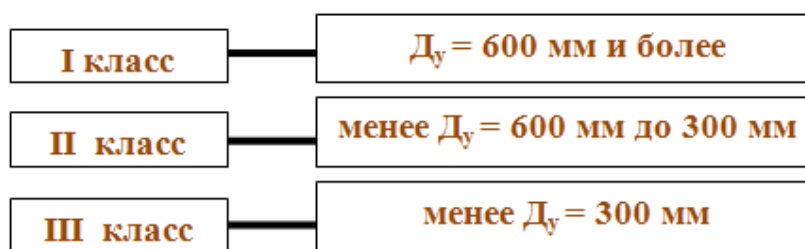


Рис. 1.34. Классификация промышленных трубопроводов для транспорта нефти в зависимости от диаметра трубопровода

Классификация трубопроводов по размерам:

- Малого диаметра: 57 – 426 мм;

- *Большого диаметра: 530 – 1420 мм.*
Классификация трубопроводов по гидравлической схеме:
- *простые трубопроводы, не имеющие ответвлений;*
- *сложные – имеющие ответвления, переменный по длине расход, вставку трубопровода другого диаметра, параллельный участок, а также кольцевые.*

1.3. Состав и категория промысловых трубопроводов

В соответствии с [4] можно выделить следующий состав ПТ для нефтяных и для газовых и газоконденсатных месторождений (рис. 1.35).

Все внутривнепромысловые трубопроводы в зависимости от их назначения, диаметра, рабочего давления, газового фактора и коррозионной активности транспортируемой среды подразделяются на *четыре категории* [4].

Категория трубопроводов определяется по сумме баллов:

$$K_{\text{общ}} = \sum K_i, \quad (1.1)$$

где K_i - *определяется по зависимостям, полученным на основании экспертных оценок влияния вышеперечисленных факторов на надежность работы трубопровода*

К первой категории относятся трубопроводы с суммой баллов $K > 50$; ко второй с суммой баллов $33 < K < 50$; к третьей с суммой баллов $16 < K < 33$; к четвертой с суммой баллов $K < 16$.

Коэффициент K_i определяется в зависимости от назначения трубопровода по табл. 1.1.

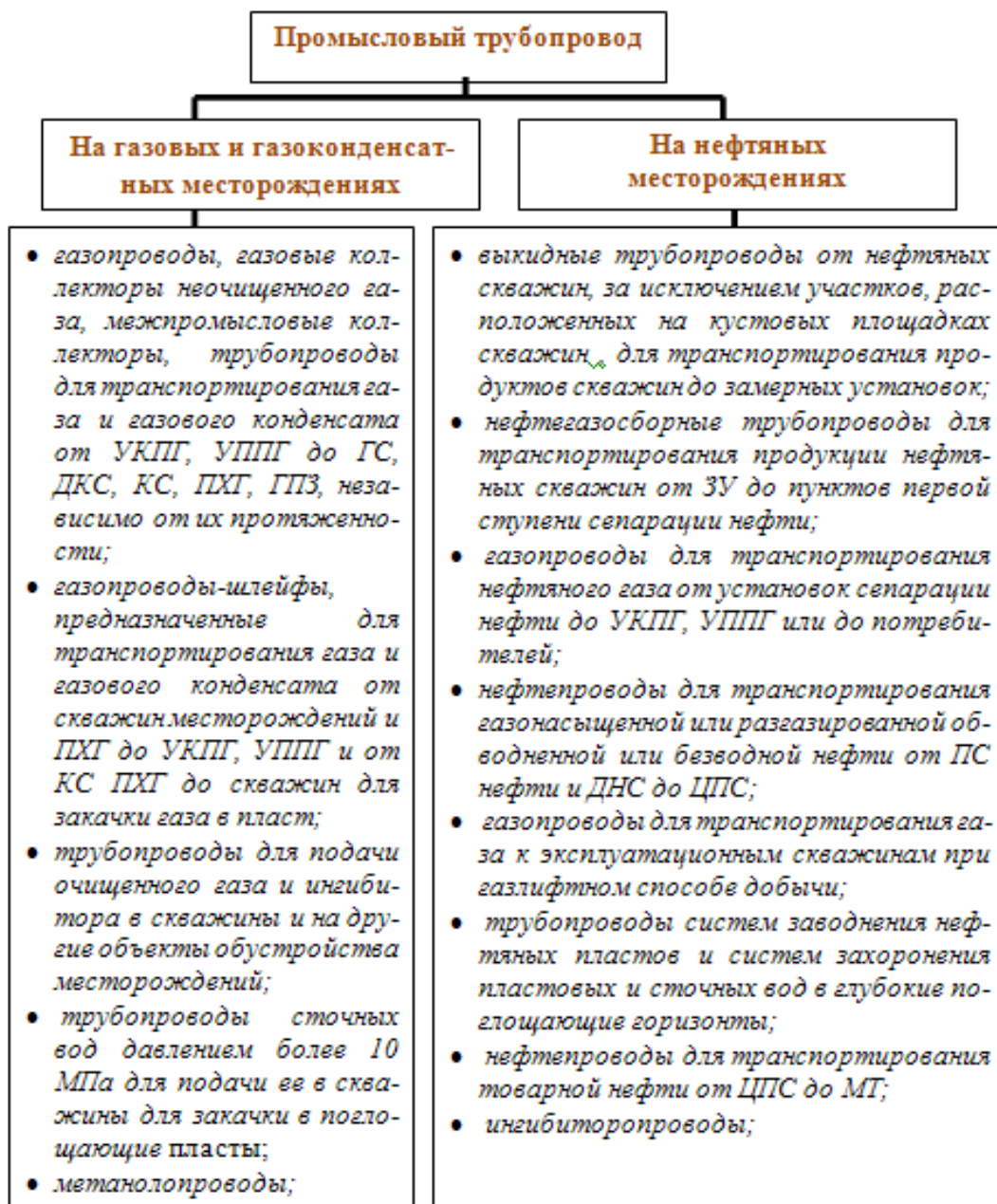


Рис. 1.35. Состав промысловых трубопроводов на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях

Примечание:

1. Границами ПТ являются ограждения соответствующих площадок, а при отсутствии ограждения в пределах бровки отсыпки соответствующих площадок или условной границы участка.

2. К коллекторам (сборным, межпромысловым трубопроводам) относятся трубопроводы, транспортирующие продукт от пунктов подготовки (сбора) до головных сооружений или ГПЗ.

3. Трубопроводы, транспортирующие нефть с газом в растворенном состоянии при абсолютном давлении упругости паров при 20 °С выше 0,2 МПа и свободном состоянии относятся

Таблица 1.1

Значение коэффициента K_1 для различных видов трубопроводов

<i>Назначение трубопровода</i>	<i>Значение коэффициента K_1</i>
Газопровод внутриплощадочный	20
Нефтегазопровод внутриплощадочный	18
Нефтепровод внутриплощадочный	16
Водовод внутриплощадочный	14
Газопровод внутрипромысловый	12
Нефтепровод внутрипромысловый	10
Нефтегазопроводный коллектор I порядка	8
Нефтегазопроводный коллектор II порядка	6
Водовод внутрипромысловый	4
Выкидная линия скважин	2

Коллектор *II* порядка – нефтегазосборный трубопровод, отводящий продукцию нескольких кустов скважин до врезки его в коллектор I порядка.

Коллектор *I* порядка – нефтегазосборный трубопровод, объединяющий продукцию нескольких коллекторов II порядка до входа его в пункт подготовки.

Коэффициент K_2 учитывает ответственность трубопровода в зависимости от диаметра.

$$K_2 = 0,01 \cdot D_H, \quad (1.2)$$

где D_H наружный диаметр трубопровода, мм.

Коэффициент K_3 учитывает влияние рабочего давления на относительную опасность его для людей и окружающей среды и определяется по зависимости:

$$K_3 = P_{\text{раб}}, \quad (1.3)$$

где $P_{\text{раб}}$ рабочее давление в трубопроводе, МПа.

Коэффициент K_4 учитывает влияние газового фактора на надежность работы промыслового трубопровода и определяется по зависимости:

$$K_4 = 0,06 \cdot \Gamma_{\phi}, \quad (1.4)$$

где Γ_{ϕ} газовый фактор данного месторождения, м³/м.

Коэффициент K_5 учитывает влияние скорости коррозии трубопровода (внутренней или внешней в зависимости от ее преобладающего влияния) на надежность его работы и определяется из выражения:

$$K_5 = 20 \cdot v_{\text{кор}}, \quad (1.5)$$

где $v_{кор}$ скорость коррозии трубопровода, мм /год.

Последняя, определяется в соответствии с РД 39-0147103-362-86, согласно [3]. Трубопроводы I, II, III категорий считаются ответственными.

Пример. Рассматриваемый объект нефтепровод внутривысочный наружным диаметром 325 мм давление транспортируемого продукта 0,8 МПа. Нефтепровод подвержен «канавочной» коррозии на 6 часов со скоростью 1 мм/год, газовый фактор данного месторождения 0,5 м³/м. В соответствии с табл. 1.1. величина коэффициента K_1 равна 16, $K_2=3,25$, $K_3=0,8$, $K_4=0,03$, $K_5=20$, то есть величина $K_{общ} = 40,08$. Таким образом, трубопровод относится ко второй категории.

Контрольные задания

Входной контроль.

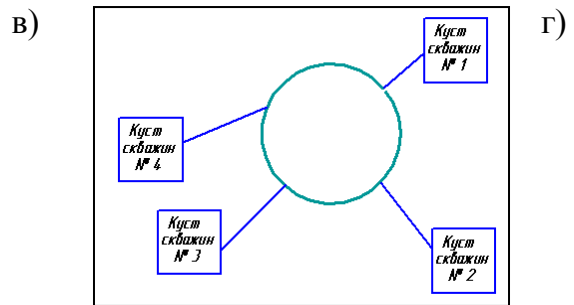
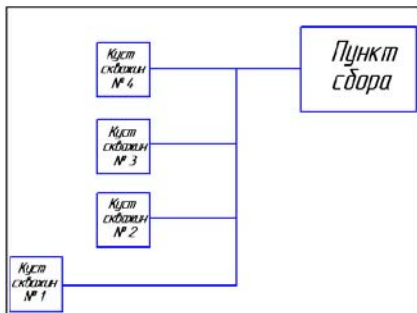
1. Сколько существует типов прокладки промысловых трубопроводов ? Выберите из предложенных вариантов: а) – 4; б) – 3; в) – 2; г) – 5;
2. Укажите, какие из перечисленных наименований являются способами соединения промысловых трубопроводов: линейные, кольцевые, съемные, простые, несъемные, сложные, лучевые.
3. Выберите пределы по величине давления для промысловых трубопроводов газа и газового конденсата (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Зависимость класса промысловых трубопроводов для транспорта газа и газового конденсата от величины давления

Класс промысловых трубопроводов газа и газового конденсата	Величина давления
I	а) свыше 2,5 МПа
II	б) от 2,5 МПа до 10 МПа
III	в) от 20 МПа до 32 МПа
IV	г) от 10 МПа до 20 МПа

4. Выберите телескопическую систему из предложенных схем расположения промысловых трубопроводов в пространстве.



5. Установите, зависимость между классом трубопровода для транспорта нефти и величиной диаметра условного прохода.

Таблица 1.3

Зависимость класса промышленных трубопроводов для транспорта нефти от величины диаметра условного прохода

Класс промышленных трубопроводов для нефти	Величина диаметра условного прохода
I	а) менее $D_v = 300$ мм
II	б) $D_v = 600$ мм и более
III	в) от $D_v = 300$ мм до $D_v = 600$ мм

Текущий контроль.

1. Дайте определение, что называется промышленным трубопроводом ?
2. Назовите и охарактеризуйте схемы прокладки промышленных трубопроводов.
3. По каким принципам классифицируют промышленные трубопроводы ?
4. Какие формы расположения промышленных трубопроводов в пространстве вы знаете?
5. Охарактеризуйте состав промышленных трубопроводов для транспорта нефти.
6. Назовите, из каких материалов изготавливают промышленные трубопроводы?
7. Укажите достоинства и недостатки строительства трубопроводов по наземному способу прокладки.

8. Дайте определение коллектора I и II порядков.
9. При каком способе прокладки используют буровзрывные работы?
10. Обоснуйте, почему при проведении работ на болотистой местности требуется применение специальной техники.

Итоговый контроль.

Задача: Определить в соответствии с предложенным вариантом категорию промышленного трубопровода (согласно СП 34 – 116 – 97).

Дано: Исходные данные представлены в табл. 1.4.

Таблица 1.4.

Исходные данные для определения категории трубопровода

Вариант	Назначение трубопровода	Диаметр наружный, мм	Давление рабочее, МПа	Газовый фактор, м³/м	Скорость коррозии, мм/год	Ответ
1	2	3	4	5	6	7
1	Газопровод внутриплощадочный	325	0,6	0,5	1	43,9
2	Нефтегазопровод внутриплощадочный	219	1	0,6	0,8	37,2
3	Нефтепровод внутриплощадочный	273	1,2	0,7	0,6	32
4	Водовод внутриплощадочный	159	0,6	0,8	1,2	40,2
5	Газопровод внутрипромысловый	377	0,8	0,9	2	56,6
6	Нефтепровод внутрипромысловый	426	1	1	1,5	45,3
7	Нефтегазопроводный коллектор I порядка	530	1,2	0,5	1,8	50,5
8	Нефтегазопроводный коллектор II порядка	273	0,8	0,6	1,4	37,6
9	Водовод внутрипромысловый	159	0,8	0,7	1,6	38,4
10	Выкидная линия скважин	426	1,2	0,8	1	27,5
11	Газопровод внутриплощадочный	325	0,6	0,5	1	43,88
12	Нефтегазопровод внутриплощадочный	273	1	0,6	0,8	37,77

Окончание таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6	7
13	Нефтепровод внутриплощадочный	159	1	0,7	0,6	30,63
14	Водовод внутриплощадочный	426	1,2	0,8	1,2	43,51
15	Газопровод внутрипромысловый	377	0,6	0,9	2	56,42
16	Нефтепровод внутрипромысловый	530	0,8	1	1,5	46,16
17	Нефтегазопроводный коллектор I порядка	325	1	0,5	1,8	48,28
18	Нефтегазопроводный коллектор II порядка	273	1,2	0,6	1,4	37,97
19	Водовод внутрипромысловый	426	0,8	0,7	1,6	41,10
20	Выкидная линия скважин	159	0,8	0,8	1	24,44
21	Газопровод внутриплощадочный	325	1,2	0,5	1	44,48
22	Нефтегазопровод внутриплощадочный	273	0,6	0,6	0,8	37,37
23	Нефтепровод внутриплощадочный	159	1	0,7	0,6	18,63
24	Водовод внутриплощадочный	325	0,8	0,8	1,2	18,10
25	Газопровод внутрипромысловый	530	1,2	0,9	2	18,55

2. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Основным видом транспорта углеводородов в нашей стране, да и во всем мире является трубопроводный транспорт. Не многим более 100 лет назад в России появился первый нефтепровод диаметром 203 мм и протяженностью 883 км. В настоящее время трубопроводный парк нашей страны способен транспортировать 600 млн. тонн нефти и 800 млрд. м³ газа [7].

Утвержденная правительством в августе 2003 г. Энергетическая стратегия РФ на период до 2020 г. предусматривает доведение ежегодной добычи нефти к концу программы как минимум до 450 млн.т., газа до 680 млрд. м³. Данное решение может быть реализовано при привлечении сырьевого потенциала из бассейна континентального шельфа, из Восточной и Западной Сибири, что требует определенных отечественных и зарубежных разработок в области проектирования и строительства трубопроводов как магистрального, так и промышленного назначения.

2.1. Основы проектирования промышленных трубопроводов

Все существующие методы проектирования ПТ должны отвечать современным требованиям, основанным на нескольких критериях [3] (рис. 2.1):



Рис. 2.1. Основные критерии, учитываемые при выборе трассы ПТ

На выбор трассы ПТ оказывает влияние несколько факторов [3], представленных на рис. 2.2.

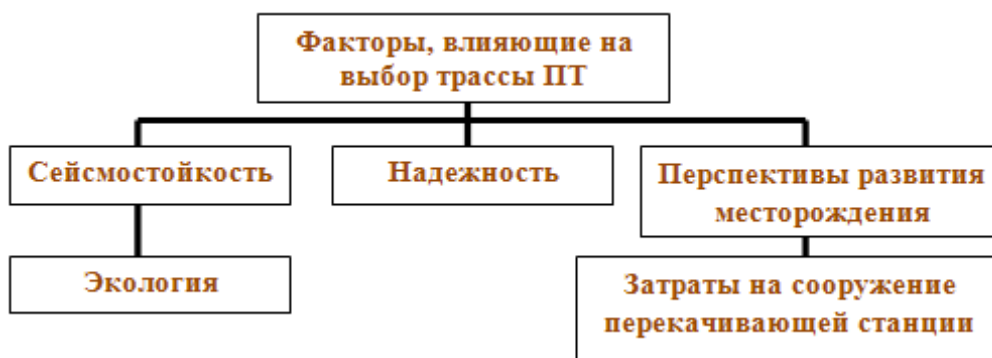


Рис. 2.2. Факторы, влияющие на выбор трассы ПТ

Проектирование трубопроводов на площади месторождения сводится к решению нескольких задач, представленных на рис. 2.3.

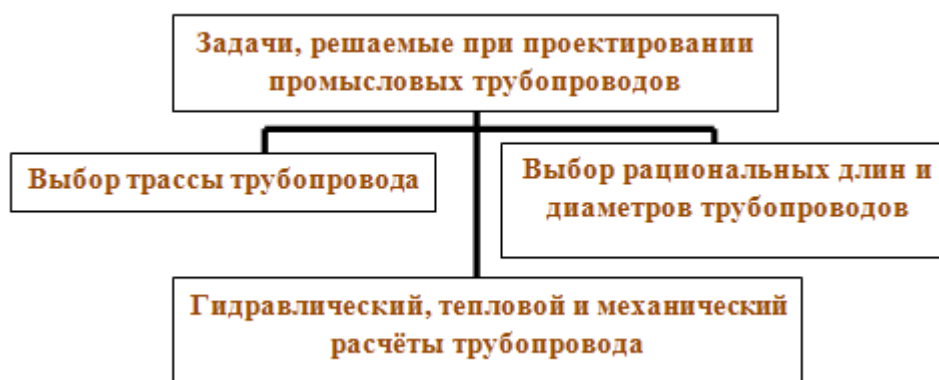


Рис. 2.3. Задачи, решаемые при проектировании ПТ

Рассмотрим подробнее перечисленные задачи.

Выбор трассы трубопроводов. Трассы ПТ выбирают с учётом размещения скважин на промышленной площади и её размерами, характеристики продуктивных пластов, их дебита, принятой схемой подготовки скважинной продукции, климатических условий и рельефа промышленной площади. Трассу между двумя заданными пунктами выбирают по карте местности крупного масштаба, близкой к прямой линии, с обходом озёр, болот, водоёмов, дорог, промышленных объектов и прочего [5].

Основные требования к трассам трубопроводов:

- *выбор трассы трубопроводов должен производиться на основе вариантной оценки экономической целесообразности и экологической допустимости из нескольких возможных вариантов;*

- прокладка трубопроводов по территории населенных пунктов промышленных и сельскохозяйственных предприятий не допускается.
- газопроводы должны располагаться над нефтепроводами при их пересечении;
- допускается совместная в одной траншее или на общих опорах прокладка трубопроводов одного или различного назначения;
- количество трубопроводов, укладываемых в одну траншею или на общих опорах, определяется проектом, исходя из условий надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов и удобства выполнения строительно-монтажных и ремонтных работ [3].

Выбор рациональных длин и диаметров трубопроводов. Расчёты проводят для заданной пропускной способности с указанием плотности и вязкости транспортируемой системы при двух значениях температур, принимая во внимание значения диаметров соседних трубопроводов, больший и меньший рекомендуемого. Технологические расчёты проводят с использованием укрупнённых экономических показателей, отвечающих минимальному расходу металла, минимуму затрат на строительство и эксплуатацию.

Гидравлический, тепловой и механический расчёты трубопроводов. В основе гидравлического описания работы участка трубопровода, по которому осуществляется перекачка, лежит уравнение Бернулли. Механический расчёт сводится к оценке толщины стенок труб и, в соответствии с её диаметром, подбором марки стали, из которой эти трубы изготовлены. Тепловой расчёт проводится для правильной расстановки подогревателей и настройки режима их работы на основе уравнений теплового баланса.

При выполнении гидравлических расчётов должны выполняться следующие законы.

- Закон сохранения массы транспортируемой системы (уравнение неразрывности). Величины плотности ($\rho(x, t)$) и скорости $\omega(x, t)$ транспортируемой системы, а также площадь $S(x, t)$ поперечного сечения трубопровода не могут быть произвольными, поскольку их значения определяют увеличение или уменьшение массы вещества в том или ином месте трубопровода. То есть массовый расход (G) по длине трубопровода должен быть постоянен.
- Закон изменения количества движения (уравнение движение потока) выражает 2-ой закон Ньютона и произведение массы единицы объёма транспортируемой жидкой системы на ускорение равно

сумме всех действующих на систему сил, а именно, сил давления, сил трения, сил тяжести.

- *Закон об изменении механической энергии (уравнение баланса механической энергии) представляет собой уравнение для моделирования одномерных потоков транспортируемой системы в трубопроводе и характеризует полный напор. Полный напор в сечении трубопровода (x) состоит из скоростного напора, пьезометрического напора и геометрического напора [5].*

Гидравлический расчет системы сбора продукции скважин должен выполняться на базе данных технологической схемы (проекта) разработки месторождения и другой технологической проектной документации на разработку месторождения, а также научных рекомендаций по реологическим и физико-химическим свойствам нефти, нефтяного газа и воды, выдаваемых проектной организации до начала проектирования.

Гидравлический расчет трубопроводов должен выполняться:

- *на максимальную добычу жидкости, принимаемую по данным технологической схемы (проекта) разработки, и эффективную вязкость, соответствующую обводненности скважинной продукции на этот период;*
- *на максимальную эффективную динамическую вязкость и соответствующую ей добычу жидкости.*

По результатам расчетов принимается ближайший в сторону увеличения внутренний диаметр трубы по ГОСТ и ТУ.

Для обеспечения трубопроводного транспорта высоковязких нефтей с температурой застывания выше минимальной температуры грунта на глубине укладки трубопровода следует предусматривать специальные инженерные решения, например:

- *путевой подогрев;*
- *ввод деэмульгаторов;*
- *смешение с маловязкими нефтями;*
- *газонасыщение и т.д.*

Выкидные трубопроводы от добывающих скважин должны проектироваться в одну нитку с соблюдением принципов коридорной прокладки с другими инженерными коммуникациями.

Раздельный сбор и транспорт разноразных нефтей и нефтяных газов (соответственно обводненных и безводных скважин, сернистых и бессернистых пластовых нефтей) и однотипных пластовых нефтей в каждом случае должен проектироваться на основании технико-экономических обоснований с учетом:

- *целевого назначения использования нефти и нефтяного газа;*

- *возможности осуществления технологических процессов совместной подготовки разнородных нефтей, нефтяного газа и добываемой воды;*
- *магистрального их транспорта до потребителя.*

Для сбора конденсата на газопроводах, транспортирующих нефтяной газ, должны предусматриваться конденсатосборники с размещением их в наиболее низких местах рельефа местности по трассе газопровода.

Суммарный объем конденсатосборников следует предусматривать на прием конденсата, образовавшегося в течение двух суток на расчетном участке его выпадения с периодическим удалением в герметичные передвижные емкости, а при наличии конденсатопровода или нефтесборного трубопровода – автоматизированную продувку или откачку конденсата в трубопроводы [5].

В процессе проектирования ПТ необходимо предусмотреть размещение *запорной и другой арматуры* на расстоянии, определяемом расчетом из условия обеспечения безопасности и охраны окружающей среды. Это расстояние определено в СП 34–116–97. Оно должно быть не более:

- *15 км – для трубопроводов газа и нефти, не содержащих сероводород;*
- *5 км – для указанных сред, содержащих сероводород;*
- *10 км – для трубопроводов конденсата и метанола, трубопроводов, транспортирующих пластовые и сточные воды.*

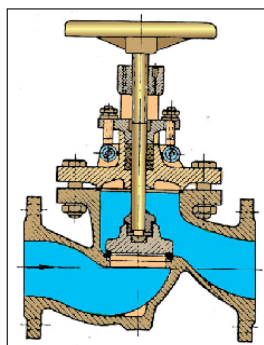
Пример арматуры, применяемой в системе ПТ представлен на рис. 2.4.



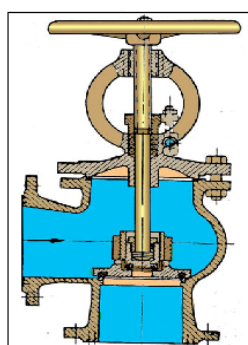
а)



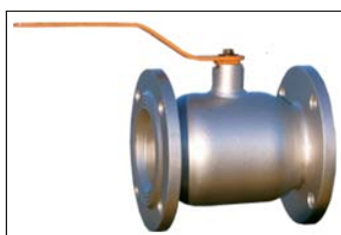
б)



в)



г)



д)



е)

Рис. 2.4. Арматура, применяемая при строительстве ПТ:

- а) задвижка с выдвижным шпинделем сальниковая фланцевая; б) задвижка с выдвижным шпинделем сальниковая фланцевая с электроприводом; в) вентиль проходной; г) вентиль угловой; д) кран шаровой; е) дисковой поворотный затвор [6]*

Кроме вышеуказанного установку запорной арматуры² необходимо предусматривать:

- 1. в начале каждого ответвления на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию:
на входе и выходе газопроводов из УКПГ (установка комплексной подготовки газа), УППГ (установка предварительной подготовки*

газа), КС (компрессорная станция), ДКС (дожимная компрессорная станция), ГС (головное сооружение), ПХГ (подземное хранилище газа), ГПЗ (газоперерабатывающий завод) и ПС (пункт сбора) на расстоянии от границ территории площадок не менее:

- Ø 1000 мм и более – 750 м;
 - Ø менее 1000 мм до 700 мм включительно – 500 м;
 - Ø менее 700 мм до 300 мм включительно – 300 м;
 - Ø менее 300 мм – 100 м;
2. при наличии в пределах этих расстояний устройств для приема и запуска очистных, разделительных и диагностических устройств дополнительная установка запорной арматуры не обязательна;
 3. на обоих концах перехода трубопровода через водные преграды в зависимости от рельефа трассы с каждой стороны перехода, с целью исключения поступления транспортируемого продукта в водоем, при этом установка запорной арматуры должна быть на отметках выше ГВВ 10 % обеспеченности;
 4. на обоих концах участков нефтепроводов, конденсатопроводов проходящих на отметках выше населенных пунктов, зданий и сооружений, в т.ч. железных дорог на расстоянии, устанавливаемом проектом в зависимости от рельефа местности и необходимости обеспечения безопасности объектов;
 5. на обоих берегах болот III типа протяженностью 500 м [3].

²Запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах подключения к площадкам УКПГ, УППГ, ГС, ПХГ, ДНС, ГПЗ, ЦПС, ПС, а также нефтепроводах и конденсатопроводах I и II классов, при переходе их через водные преграды и при прокладке их выше отметок зданий и сооружений должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление и сигнализацию в случае утечек продукта.

При параллельной прокладке двух или более трубопроводов узлы линейной запорной арматуры должны быть смещены на расстояние не менее 50 м друг от друга. При соответствующем обосновании допускается уменьшение указанного расстояния, исходя из возможности монтажа, ремонта и безопасной эксплуатации.

2.2. Строительство промысловых трубопроводов

Строительство ПТ характеризуется тем, что место вдоль трассы трубопроводов отличается разнообразием и изменчивостью характеристик (топографических, ландшафтных, грунтовых, гидрологических, климатических). Это обуславливает применение различных технологических схем и технологий строительства.

Все многообразие природных условий разделено на различные группы: освоенные равнины, пустыни, болота, вечномерзлых грунты,

горы, водные преграды [1]. Каждая группа требует применения особой технологии строительства, специальной техники

Рассмотрим процесс строительства линейной части ПТ. Он, согласно [7], включает в себя следующие виды работ:

1. *подготовительные работы;*
2. *погрузочно-разгрузочные и транспортные работы;*
3. *земляные работы;*
4. *сварочно-монтажные работы;*
5. *изоляционно-укладочные работы;*
6. *очистка полости и испытание трубопровода;*
7. *засыпка трубопровода и рекультивация грунта.*

2.2.1. Подготовительные работы

Подготовительные работы [3] в зависимости от места их выполнения при строительстве ПТ разделяются на внетрассовые и трассовые в соответствии с СП 34–116–97.

Внетрассовые подготовительные работы включают устройство вертолетных площадок и причалов, обустройство временных жилых городков, строительство временных дорог (рис. 2.5), монтаж сварочно-изоляционных баз и ремонтных мастерских, создание текущих, страховых и сезонных запасов труб и других материалов, а также выполнение работ в базовых условиях.

Обустройство временных жилых городков, баз сварки, изоляции, технического обслуживания, а также их инженерное обеспечение осуществляются в соответствии с планом производства работ и проектом организации строительства.

Сварочные и изоляционные базы, как правило, должны располагаться вблизи пунктов разгрузки труб, а при наличии ограничений по вывозке секций непосредственно на трассе.

Площадки для приема вертолетов должны устраиваться при жилых городках, сварочно-изоляционных базах, около строительных площадок (переходы рек, узлы подключения компрессорных станций и насосных станций), по трассе трубопровода согласно проекту организации строительства.

Причалы должны быть приспособлены для приемки поступающих на строительство техники и материалов водным путем. Конструкция и технология сооружения причалов должны устанавливаться проектом.

Формирование текущих и страховых запасов материальных ресурсов должно быть увязано с графиком строительства.

Сезонные запасы материальных ресурсов создаются в районах с ограниченным периодом функционирования транспортной системы.

Размеры сезонных запасов должны обеспечивать выполнение заданных объемов работ в период перерыва в поставках.

Для хранения наиболее объемных строительных грузов – труб, трубных секций и железобетонных пригрузов – должны устраиваться временные, на период строительства, склады, которые располагаются в пунктах разгрузки (станционные, причальные), при сварочно-изоляционных базах (базовые), в различных точках трассы (трассовые склады). Количество и местоположение различных видов складов должны быть обоснованы транспортной схемой в составе проекта организации строительства.

Для транспортировки материалов должна быть использована преимущественно существующая дорожная сеть, а в необходимых случаях построены временные дороги.

В зимний период для подъезда к строительным площадкам должны быть оборудованы зимние и ледовые дороги, ледовые переправы в соответствии с транспортной схемой.

Строительная организация должна разработать (своими силами или по договору) документацию на временные дороги с указанием объемов работ, технологии работ, используемых конструкций и правил эксплуатации.

Подготовительные работы, выполняемые в базовых условиях, включают следующие работы:

- *сварку труб в секции на трубосварочных базах и заготовку крановых узлов;*
- *изоляцию труб, секций, трубной арматуры и деталей;*
- *гидро– и теплоизоляцию одиночных труб, секций труб, криволинейных вставок,*
- *фитингов, деталей крановых узлов и т.п.;*
- *холодное гнутье труб, изготовление укрупненных конструкций трубных блоков, свайных опор, ригелей, вмораживаемых анкеров, балластных конструкций и т.п.*

Трассовые подготовительные работы включают:

- *разбивку и закрепление пикетажа, детальную геодезическую разбивку*
- *горизонтальных и вертикальных углов поворота, разметку строительной полосы, выноску пикетов за ее пределы;*
- *расчистку строительной полосы от леса и кустарника;*
- *снятие плодородного слоя земли;*
- *планировку строительной полосы, уборку валунов;*

- осушение строительной полосы, ее промораживание или защиту от промерзания в зависимости от грунтовых условий;
- строительство временных дорог и технологических проездов;
- устройство защитных ограждений, обеспечивающих безопасность производства работ.

После планировки строительной полосы знаки разбивки оси трассы должны быть восстановлены.

Осушение строительной полосы и площадей должно осуществляться путем:

- устройства боковых, отводных, нагорных и дренажных канав;
- строительства водопропускных и водоотводных сооружений, которые служат для отвода поверхностных вод;
- строительства подземного дренажного трубопровода;
- устройства вертикальных иглофильтров.

На участках с плавунными грунтами через каждые 50...60 м по створу будущей траншеи должны устраиваться водопонизительные колодцы глубиной по 3,5...4 м для откачки из них воды. Методы осушения должны быть указаны в проекте.

Расчистка леса для прокладки временных дорог производится в границах, установленных проектом. Для минимизации масштабов лесорубки следует максимально использовать существующие лесовозные дороги и просеки.

При геодезическом закреплении трассы в вечномерзлых грунтах необходимо обозначить места с залеганием жильных и подземных льдов, участки морозного пучения и т.п. в соответствии с проектом.

Для выравнивания рельефа местности вертикальную планировку следует выполнять подсыпкой низинных мест привозным грунтом.

Защита строительной полосы от заноса снегом, расчистка или задержание снега осуществляется на основании данных о розе ветров и интенсивности переноса снега.

Расчистку трассы от снега рекомендуется производить в два этапа: сначала полосы для проезда машин, развозки и раскладки труб и трубных секций, свайных опор, затем – оставшейся части строительной полосы непосредственно перед выполнением сваебойных и земляных работ.



а)



б)

Рис. 2.5. Строительство временных дорог лежневого типа:
а) лежневая дорога [6]; б) техника, применяемая для строительства лежневых дорог [10]

2.2.2. Погрузочно-разгрузочные и транспортные работы

В состав погрузочно-разгрузочных и транспортных работ входят:

- выгрузка труб из железнодорожных вагонов или речных и морских барж;
- транспортировка труб на трубосварочные базы или в места складирования (рис. 2.6);
- погрузочно-разгрузочные работы на трубосварочной базе и трассе.

Выгрузка труб из железнодорожных вагонов осуществляют по двум схемам: вагон – склад – трубовоз или вагон – трубовоз. Первую схему применяют при массовом поступлении труб и ограниченном числе трубовозов, вторую схему – при достаточном числе трубовозов или ограниченной прирельсовой площадке [1].

После трубосварочной базы плети транспортируются до места строительства ПТ, либо отдельные трубы подвозятся с помощью трубоукладчиков или трубовозов .

Современные тенденции развития науки и техники позволили создать принципиально новый механизм для подъема и перемещения труб, который работает по принципу вакуумных присосок.

Данный вид техники находит все более широкое применение при проведении погрузочно-разгрузочных работ на строительстве трубопроводов зарубежном и в РФ.

Механизм является инновационной разработкой [11], специально



Рис. 2.6. Складирование труб на подготовленной площадке

предназначенной для работы на стройплощадках нефтегазопроводов, а также трубных заводах. Совершенно независимая от агрегата-носителя, работающая по вакуумному принципу трубоподъемная система предназначена для увеличения эффективности и безопасности строительства трубопроводов. Установку можно смонтировать почти на любом агрегате-носителе (рис. 2.7...2.10) [11].



Рис. 2.7. Вакуумные присоски, работа на экскаваторе с гидравлической поворотной стрелой [11]



Рис. 2.8. Вакуумные присоски, работа с краном (две подвески) [11]



Рис. 2.9. Вакуумные присоски, работа с краном (одна подвеска) [11]



Рис. 2.10. Вакуумные присоски с двойными присосами для трубных секций на боковой стреле [11]

2.2.3. Земляные работы

Земляные работы при строительстве ПТ могут выполняться:

- *в нормальных гидрогеологических условиях;*
- *на болотах;*
- *в условиях вечной мерзлоты;*
- *в скальных грунтах;*
- *в пустынях;*
- *в сейсмических районах.*

Траншеи для ПТ в нормальных гидрогеологических условиях в летнее время в грунтах I...IV категорий в основном разрабатывают роторными экскаваторами. В местах границ захваток для работы роторных экскаваторов, горизонтальных и вертикальных углов поворота трубопровода, на переходах через естественные и искусственные препятствия, в мягких грунтах с включением валунов, на обводненных грунтах и

болотах, в разрыхленных мерзлых и скальных породах для этой цели используют одноковшовые экскаваторы с обратной лопатой.

Особенности строительства ПТ на болотах, в условиях вечно мерзлых грунтов, в скальных грунтах, в пустынях, в сейсмических районах было рассмотрено в разделе 1.

2.2.4. Сборка и сварка трубопровода

Между изготовлением труб на заводе и сборкой их на трассе проходит некоторое время, в течение которого трубы перевозят и хранят. При погрузочно-разгрузочных операциях, а также при хранении концы труб могут покрыться ржавчиной, потерять точную форму и т.д., поэтому перед сборкой и сваркой выполняют следующие подготовительные работы.

Очистка внутренней полости. До начала сборки должна быть зачищена внутренняя полость трубы от возможных загрязнений и попавших туда случайных предметов.

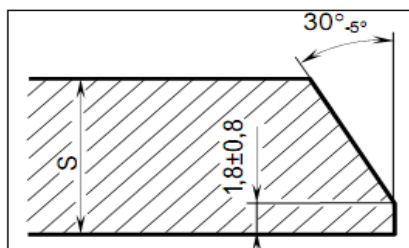
Попавшие внутрь трубы камни, грунт и посторонние предметы могут нарушить технологический процесс сборки и сварки. Но еще больший вред они могут причинить готовому трубопроводу, в процессе продувки его или эксплуатации.

Очистка изоляции. Если на трассу доставлены изолированные трубы, концы их перед сборкой тщательно очищают от изоляционного покрытия на участке 100 мм.

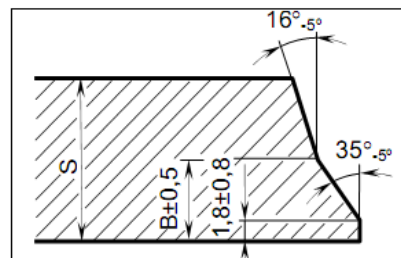
Правка деформированных концов труб. Сильно деформированные или порванные концы труб обрезают газовым, плазменным или механическим способом.

Подготовка кромок. Концы труб отрезают на заводе под прямым углом, потом делают заданный скос кромок с притуплением (рис. 2.11).

Если имеются дефекты, то они должны быть устранены. Дефекты наружной поверхности механического происхождения (риски, продиры, царапины) концов труб то они должны быть устранены с помощью шлифмашинки [12].



a)



б)

Рис. 2.11. Формы подготовки кромок:

а) со скосом; б) с криволинейным скосом кромок; $B = 7$ мм при толщине стенки от 15 до 20 мм; $B = 10$ мм при толщине стенки больше 20 мм [13]

Центровка труб – технологическая операция, в результате которой две сопрягаемые трубы становятся соосными. Для центровки труб используют специальное оборудование, называемое центраторами. Они бывают внутренними (рис. 2.12) и внешними (рис. 2.13).



Рис. 2.12. Внутренний центратор [12]



Рис. 2.13. Наружный центратор [12]

Наружные охватывающие центраторы применяют при сборке труб в секции для поворотной сварки, а также при сборке секций трубопровода в плетъ на трассе с применением ручной неповоротной сварки. Центратор состоит из базирующих элементов, расположенных по окружности запорного устройства и силового привода. Запорные устрой-

ства выполняются в виде накладных скоб, винтовых зажимов, эксцентриковых механизмов и т.п.

Внутренние центраторы имеют наиболее высокую производительность и степень механизации сборки как поворотных, так и неповоротных стыков ПТ [13].

Сварочные работы при строительстве линейной части ПТ разделяются на две группы:

работы, выполняемые на трубосварочной базе: поворотная сварка отдельных труб в секции длиной, как правило, 24 и 36 м, гнутье труб и изготовление кривых вставок;

работы, выполняемые непосредственно на трассе трубопровода: ликвидация технологических разрывов по трассе трубопровода; сварочные работы при сооружении переходов трубопровода через крупные и малые естественные и искусственные преграды, а также при очистке полости и испытании трубопровода, врезке кривых вставок и отводов [1,7].

При строительстве ПТ применяются такие способы сварки, как [1]:

- *ручная электродуговая штучными электродами;*
- *ручная и механизированная аргодуговая (для корневого слоя шва);*
- *автоматическая под флюсом;*
- *автоматическая и механизированная в защитных газах.*

Более подробно способы сварки, применяемые при строительстве ПТ рассмотрены в Приложении 1.

Сборка трубопроводов с помощью механического соединения. Одним из направлений повышения эксплуатационной надежности и эффективности трубопроводов является применение труб в коррозионно-стойком исполнении (из высокопрочного чугуна, стальных с внутренними покрытиями из полимерных материалов). При монтаже таких труб, а также труб из разнородных материалов, когда монтаж их традиционными методами, в частности с помощью сварки, затруднен или невозможен, успешно используют клеевые соединения (рис. 2.14). В настоящее время в нашей стране и за рубежом эксплуатируется целый ряд трубопроводов из стальных, чугунных, поливинилхлоридных и стеклопластиковых труб, монтаж которых осуществлен с помощью полимерных клеев. История сборки трубопроводов с применением различных клеевых соединений насчитывает более 100 лет [1].

Склеивание – один из эффективных методов соединения металлов и других конструкционных материалов, оно имеет ряд ценных технологических преимуществ перед другими способами соединения и позволяет создавать принципиально новые инженерные конструкции. В ряде случаев только склеиванием можно обеспечить требуемую прочность соединения [1].



Рис. 2.14. Склеивание промышленного трубопровода и обжатие хомутами

Применение клеевых композиций позволяет:

- *соединять металлы и другие конструкционные материалы без дополнительного нагрева, что особенно важно при ремонтных работах на ПТ;*
- *достигать высокой герметичности и надежности соединения;*
- *упростить технологию сборки труб;*
- *осуществлять ремонт без привлечения специального оборудования силами наличного обслуживающего персонала;*
- *обеспечивать высокую производительность работ.*

Практический интерес представляют клеевые соединения стальных труб созданной системы сборки механического соединения [14].

Комплект системы высокоскоростного строительного оборудования состоит из трёх агрегатов с двумя мобильными маслостанциями высокого давления на дизельном (полевой вариант) или электрическом (цеховой) приводе. Два агрегата применяются для подготовки концов труб под соединение (обычно на трубных базах, цехах по подготовке труб). Один с высокой точностью, без термической обработки, формирует конец трубы в виде раструба, другой, в виде конуса.

Третий агрегат (мобильный гидромеханический пресс, показанный на рис. 2.15) производит монтаж и герметичную впрессовку конусной секции подготовленных труб в раструбную на месте строительства.

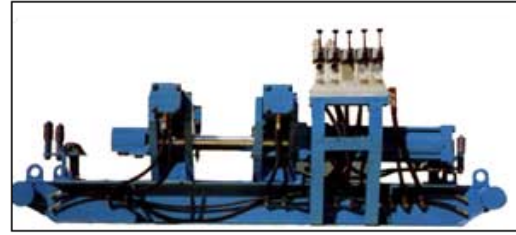


Рис. 2.15. Общий вид установки для механического соединения труб [14]

Перед соединением на конусную часть наносится эпоксидный герметик. Герметик не связан с прочностью стыка, а служит гарантией полной герметичности и создаёт коррозионно-устойчивую среду внутри стыка, что особенно важно в случае соединения труб с внутренним покрытием. Получаемый в результате соединения стык, равнопрочен основному металлу трубы и защищён от коррозии.

В трассовых условиях возможны два варианта сборки труб – *стационарный* с буксировкой собранной нитки трубопровода и *мобильный* с переездом установки от соединения к соединению.

Стационарный способ применяется при строительстве небольших участков длиной до 1 км или при прокладке трубопровода по болотистой местности.

При использовании этого метода строительства оборудование устанавливается стационарно, а трубы подаются к сборочному агрегату. По мере соединения трубоукладчик протягивает нитку трубопровода в заданном направлении.

Сборка и буксировка труб в нескольких направлениях применяется при строительстве участков трубопровода общей протяженностью до 800...1200 м.

Выбор места установки сборочного агрегата производят с учетом возможности буксировки собранной нитки трубопровода в прямом и обратном направлениях.

Мобильный способ сборки применяется, когда в рабочем положении сборочный агрегат подвешивается на стрелу трубоукладчика (рис. 2.16), чем обеспечивается его продвижение по трубопроводу во время строительства. Скорость полевой сборки в среднем составляет от 1,5 до 3,5 км за 8 часовую смену, в зависимости от диаметра монтируемого трубопровода, рельефа местности, подготовки персонала и погодных условий [14].



Рис. 2.16. Рабочий агрегат, подвешенный на стрелу трубоукладчика [14]

Также сборочное оборудование можно с успехом использовать в цеховых условиях для подготовки плетей для их последующего монтажа в поле. Цеховая установка сборочного оборудования, помимо ускорения процесса сборки плетей, приносит дополнительный экономический эффект. Применяя систему в цеховых условиях вместо оборудования контактной сварки отпадает потребность установки в цехе гратоснимателей и вытяжных устройств, что приведет к немалой экономии средств на энергозатраты, а также улучшит условия труда.

2.2.5. Изоляционно-укладочные работы

Изоляционно-укладочные работы проводит механизированная изоляционно-укладочная колонна после того, как на трассе трубопровода сварены в плетень или сплошную нитку секции труб и разработана траншея. При выполнении основных работ такой колонной, движущейся вдоль трассы трубопровода, осуществляются следующие операции, указанные в [3, 7]:

- *трубоукладчики с помощью троллейных тележек-подвесок (рис. 2.17) приподнимают участок нитки трубопровода, лежащей на бровке траншеи, для обеспечения прохода очистной (рис. 2.18) и изоляционной машин (или комбинированной очистно-изолирующей машины и непрерывной укладки изолированного трубопровода в траншею);*
- *очистная машина очищает до металлического блеска наружную поверхность трубопровода от грязи, окалины, ржавчины и пыли;*
- *одновременно на очищенную поверхность трубопровода наносится грунтовка (битумный праймер или клеевой слой);*
- *изолирующая машина наносит на загрунтованную поверхность трубопровода изоляционное покрытие.*

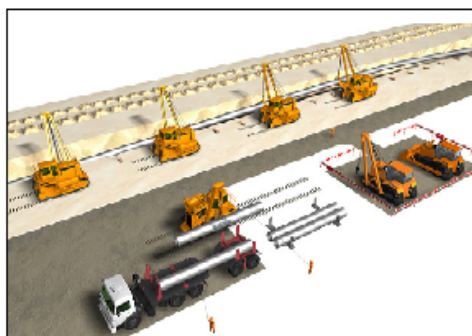


Рис. 2.17. Укладка трубопровода в траншею с помощью трубоукладчиков [7]



Рис. 2.18. Очистная машина [6]

2.2.6. Очистка полости и испытание промышленных трубопроводов

ПТ должны удовлетворять специальным требованиям по очистке полости, прочности и герметичности. Чистота полости необходима для надежной работы объектов с заданной производительностью без изменения физико-химических свойств транспортируемых продуктов.

Процесс очистки полости обеспечивает каждому строящемуся объекту на всем протяжении (или в пределах отдельных участков) установленное проектом полное расчетное проходное сечение и коэффициент гидравлического сопротивления. Возможность заполнения объекта транспортируемой средой без изменения ее физико-химических свойств и беспрепятственного пропуски по трубопроводу в процессе эксплуатации очистных и разделительных устройств.

Способы, очистки полости ПТ различны: промывка с пропуском очистных поршней или поршней-разделителей (рис. 2.19); продувка с пропуском очистных поршней, а при необходимости поршней-разделителей; продувка без пропуски очистных поршней. При промывке трубопроводов для закачки воды используют передвижные насосные установки рис. 2.20.

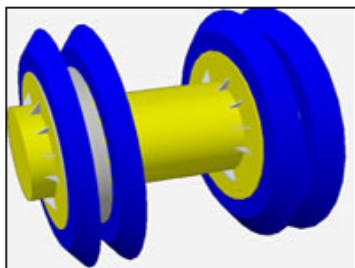


Рис. 2.19. Порини – разделители [15]



Рис. 2.20. Передвижная насосная установка [16]

Промывке подвергают ПТ, которые будут испытывать гидравлическим способом. Очистные или разделительные устройства, перемещающиеся по трубопроводу под давлением воды, удаляют из него загрязнения и воздушные пробки [7].

Гидравлическое испытание – наиболее эффективный способ испытаний, отличающийся возможностью создания в трубопроводах повышенных давлений, которые обеспечивают более полное выявление скрытых дефектов. Кроме того, этот способ отличается сравнительной безопасностью проведения работ [17].

В зависимости от категорий участков трубопроводов и их назначения принимают от одного до трех этапов испытаний, с определенными максимальными величинами давлений в нижней точке трубопровода, при проверке на прочность 24 часа и проверке на герметичность 12 ч.

Предпусковые испытания на первом этапе проводятся после сварки на стапеле или площадке до нанесения изоляции.

Второй этап испытаний проводится после укладки, но до засыпки, а третий этап испытания одновременно с прилегающими участками.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания на прочность (12 ч) давление в нем снизилось не более чем на 1%, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки.

При обнаружении утечек (при любом способе испытания) визуально, по звуку, запаху или с помощью приборов участок ПТ подлежит ремонту и повторной проверке на герметичность [7, 17].

2.2.7. Засыпка трубопровода и рекультивация грунта

Обычно требуется, чтобы засыпку трубопровода в траншее выполняли сразу же за его укладкой. В некоторых странах существуют правила, ограничивающие длину незасыпанного трубопровода. Например, во

Франции требуется, чтобы расстояние между местом производства этих двух видов работ не превышало одного километра или одного-двух рабочих дней.

При засыпке траншей бульдозеры применяют не во всех странах. Более широко используются траншеезасыпатели. Траншеезасыпатели передвигаются по отвалу грунта и сдвигают его в траншею.

В западной Европе бульдозеры применяются редко; в некоторых странах (например, во Франции) их использование на засыпке запрещено. Наибольшее распространение получили скребковые траншеезасыпатели (бэкфиллеры), представляющие собой экскаватор с удлиненной стрелой и широким ковшом (скребком) или трубоукладчик с удлиненной стрелой, к которой подвешивается скребок, подтягивающийся по направлению к гусеницам быстродействующей лебедкой. Бэкфиллеры при работе передвигаются по монтажной полосе.

Одним из самых крупных недостатков процесса засыпки траншеи бульдозером является то, что сбрасываемый в траншею грунт предварительно не разрыхляется, а это может привести к повреждению изоляции уложенного трубопровода и смещению его с оси траншеи [6].

Технология рекультивации земель, нарушаемых при разработке траншеи предусматривает снятие плодородного слоя почвы со всей площади нарушаемых земель и перемещение ее в отвалы временного хранения.

После завершения работ в траншеи в зависимости от рельефа местности предусматривают либо планировку выработки с последующим возвращением плодородного слоя почвы на всю ее поверхность, либо заполнение выработки минеральным грунтом, вытесняемым сооружаемым трубопроводом, с последующей его планировкой и возвращением на него плодородного слоя почвы, или планируют откосы выработки до уклонов, обеспечивающих их устойчивость.

Впоследствии покрывают откосы плодородным слоем почвы и засевают многолетними травами.

Работы по снятию плодородного слоя почвы могут выполняться как в холодное, так и теплое время года, а работы по его возвращению только в теплое (безморозное) время года [19].

2.2.8. Строительство переходов промышленных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

ПТ при строительстве пересекают большое количество различных искусственных и естественных преград. Такие преграды называются

переходами. В зависимости от вида препятствий переходы подразделяют на *подводные, воздушные и подземные*.

Существует множество методов прокладки трубопроводов через естественные и искусственные препятствия и конструкций таких переходов. Выбор метода (или конструкции) в каждом конкретном случае должен основываться на рассмотрении совокупности условий прохождения и требований к переходу [1].

Наиболее часто применяют подземную прокладку под дорогами, реками, железнодорожными путями и т.д. В зависимости от интенсивности движения, категоричности дорог, диаметра трубопровода, методов производства работ, грунтовых условий укладку трубопровода осуществляют следующими способами:

- *открытым, при котором трубопровод укладывают в траншею, устроенную в насыпи дороги, с перекрытием движения транспорта и устройством объезда для движения транспорта;*
- *закрытым, без перекрытия движения транспорта. При этом для укладки футляра (кожух) через дороги применяют методы бестраншейной проходки.*

Бестраншейная проходка применяется без ограничений, т.е. независимо от категории дорог, интенсивности движения транспорта, категории грунтов и диаметра трубопровода.

При закрытом способе прокладки кожухов (футляры) применяют три основных метода проходки: *прокол, горизонтальное бурение и продавливание*. На сложных участках могут применяться следующие методы: *наклонно-направленное бурение (ННБ), микротоннелирование, тоннельная проходка* [1, 7].

Метод прокалывания применяют при прокладке защитных кожухов диаметром до 530 мм. В суглинистых и глинистых грунтах нормальной влажности, не содержащих твердых включений. При этом прокладываемый кожух, снабженный наконечником, вдавливается в грунт под воздействием напорных усилий [6].

Этот метод не рекомендуется применять при неглубоком заложении (менее 2 м) кожуха во избежание образования вертикального выпора грунта и нарушения полотна дороги. Прокол, как правило, осуществляется путем статического силового воздействия, создаваемого гидродомкратами [1]. Установка, применяемая для прокалывания представлена на рис. 2.22.

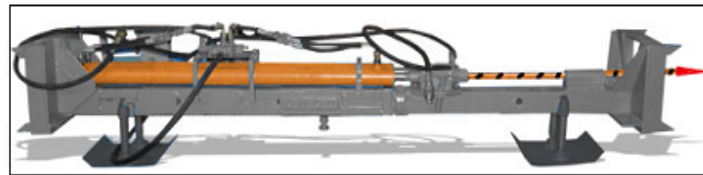


Рис. 2.22. Установка для прокалывания [20]

Метод продавливания (рис. 2.23) – характеризуется тем, что прокладываемые защитные кожухи вдавливают в массив грунта открытым концом, снабженным кольцевым ножом с наружными или внутренними скосами. При этом грунт, поступающий в полость кожуха, разрабатывают и удаляют ручным или механическим способами. Как правило, продавливание кожухов осуществляют с помощью гидродомкратов [6]. Прокладку кожуха этими методами производят звеньями путем их наращивания сваркой [1].

Горизонтальное бурение – применяют для трубопроводов средних и больших диаметров (530...1420 мм). Проходку скважин ведут установками горизонтального бурения [6].

Для прокладки трубопроводов способом горизонтального бурения применяют установку с механическим приводом.



Рис. 2.23. Метод продавливания [20]

Способом горизонтального бурения (рис. 2.24) можно проходить выработки для бестраншейной прокладки трубопроводов практически любых диаметров с относительно меньшими усилиями, чем при проколе или продавливании.

Однако существенным недостатком при этом остается необходимость удаления из пробуренной скважины грунта [1].



Рис. 2.24. Установка горизонтального бурения [21]

Метод ННБ может быть применено на сложных участках пересечения с автомобильными и железными дорогами с высоким уровнем грунтовых вод и на болотных участках, а также при ширине переходов более 100 м. Этот способ позволяет проложить трубопровод, например, за пределами плоскости скольжения оползающих грунтов и зоны затопления. Ограничения, существующие для этого метода, связаны, прежде всего, с геологическими характеристиками района прокладки, а также с необходимостью выдерживания радиуса упругого изгиба прокладываемого трубопровода [1].

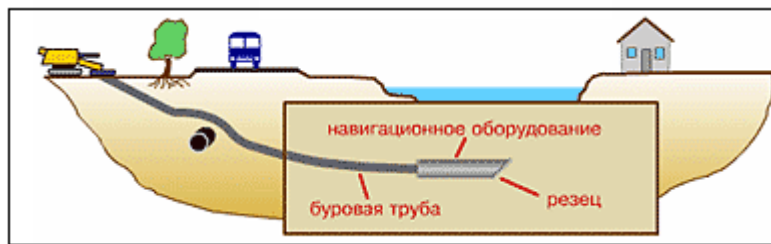
Метод ННБ может применяться при пересечении водоемов (реки, каналы, озера, болота) как альтернатива траншейной или воздушной прокладке. Иногда традиционные методы просто неприменимы [1].

Преимущества ННБ перед традиционными технологиями неоспоримы. Среди них следует выделить:

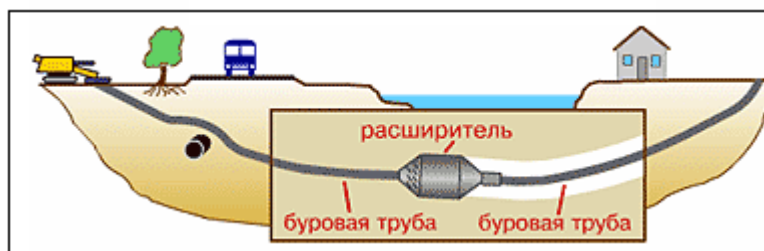
- наименьший экологический ущерб окружающей среде;
- исключение работ по разработке подводных траншей, их засыпке, устройству берегового укрепления;
- увеличение надежности за счет того, что труба укладывается в массив ненарушенного грунта на большую глубину;
- сокращение эксплуатационных затрат за счет исключения водолазных обследований и необходимости периодических работ по ликвидации размывов трубопроводов;
- сохранение естественного ландшафта и многое-многое другое [6].

ННБ состоит из трех основных этапов:

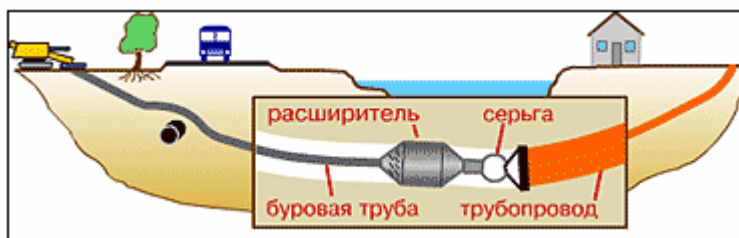
- 1) бурение пилотной скважины (рис. 2.25, а);
- 2) расширение пилотной скважины (рис. 2.25, б);
- 3) протягивание трубопровода (рис. 2.25, в).



а)



б)



в)

Рис. 2.25. Наклонно – направленное бурение [22]:
 а) бурение пилотной скважины; б) предварительное расширение;
 в) протаскивание трубопровода

Внешний вид установки для ННБ представлен на рис. 2.26.



Рис. 2.26. Внешний вид установки для наклонно-направленного бурения [23]

Микротоннелирование (МТ) применяется в наиболее сложных и стесненных условиях прокладки трубопроводов в любых категориях грунтов без ограничений. Основной особенностью данного метода является высокая стоимость строительства. На рис. 2.27. представлена схема применения установок микротоннелирования на пересечениях с рекой.

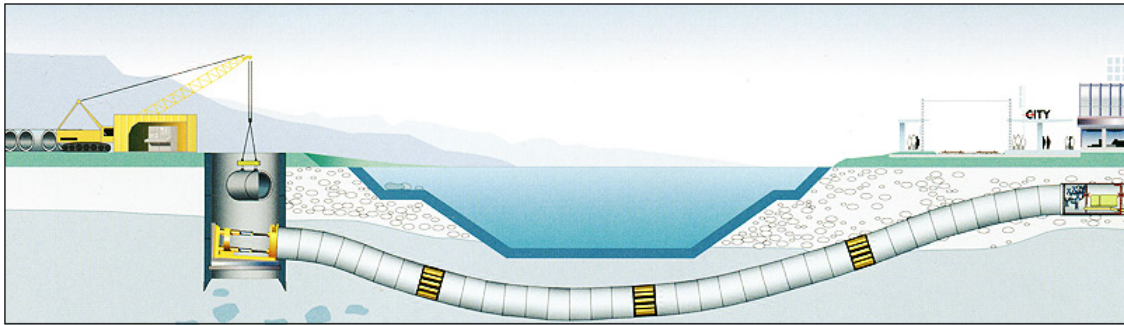


Рис. 2.27. Схема микротоннелепроходческой установки [24]

Контрольные задания

Входной контроль

1. Какие факторы оказывают влияние на выбор трасы промышленного трубопровода: а) – сейсмостойкость; б) – кислотность грунтов; в) – ремонтпригодность; г) – долговечность; д) – надежность; е) – экология; ё) – перспективы развития месторождения; ж) –производительность УЭЦН; з) –тип АГЗУ; и) –затраты на сооружение перекачивающей станции
2. Установите последовательность задач, которые решаются при проектировании промышленных трубопроводов. Из предложенных вариантов выберите правильный.

Таблица 2.1

Задачи, которые решаются при проектировании промышленных трубопроводов

а)	б)	в)
механический расчет	тепловой расчет трубопровода	выбор трасы трубопровода
выбор рациональных длин и диаметров трубопроводов	выбор трасы трубопровода	выбор рациональных длин и диаметров трубопроводов
выбор трасы трубопровода	гидравлический расчет трубопровода	гидравлический расчет трубопровода
тепловой расчет трубопровода	механический расчет	тепловой расчет трубопровода
гидравлический расчет трубопровода	выбор рациональных длин и диаметров трубопроводов	механический расчет

3. На каком максимальном расстоянии следует размещать запорную арматуру на трубопроводах для транспорта нефти, газа и нефтепродуктов не содержащих сероводород: а) – 10 км; б) – 20 км; в) – 5 км; г) – 15 км;
4. В какой последовательности проводится процесс строительства линейной части промышленного трубопровода. Выберите из предложенных вариантов верный.

Таблица 2.2

Последовательность проведения строительства линейной части промышленного трубопровода

а)	б)	в)
подготовительные работы	погрузочно – разгрузочные и транспортные работы	погрузочно – разгрузочные и транспортные работы
погрузочно – разгрузочные и транспортные работы	сварочно – монтажные;	подготовительные работы
земляные работы	подготовительные работы	земляные работы
сварочно – монтажные;	земляные работы	сварочно – монтажные;
изоляционно – укладочные работы	изоляционно – укладочные работы	изоляционно – укладочные работы
очистка полости и испытание трубопровода	очистка полости и испытание трубопровода	очистка полости и испытание трубопровода
а)	б)	в)
засыпка трубопровода и рекультивация земли	засыпка трубопровода и рекультивация земли	засыпка трубопровода и рекультивация земли

5. Укажите наиболее экономически оправданные методы при прокладке промышленного трубопровода под дорогой диаметром 159 мм: а) – горизонтальное бурение; б) метод прокола; в) – метод продавливания; г) – ННБ; д) – микротоннелирование;

Текущий контроль

6. Назовите и охарактеризуйте виды подготовительных работ, относящихся к трассовым, и к внутрассовым?
7. Какую технику применяют при погрузочно – разгрузочных работах?
8. Какие методы применяются при строительстве промышленных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия? Охарактеризуйте эти методы.

9. Перечислите и опишите способы сварки, которые могут применяться при строительстве промышленных трубопроводов ?
10. Опишите методы соединения промышленных трубопроводов кроме сварки.
11. При каком способе строительства промышленного трубопровода через естественные и искусственные препятствия используют расширитель? Охарактеризуйте его.
12. Обоснуйте, почему после строительства промышленного трубопровода требуется производить гидроиспытания.

3. ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА

3.1. Товарные характеристики нефти и газа

Промысловая подготовка нефти и газа предполагает доведение продукции добывающих скважин до унифицированных товарных кондиций в соответствии с техническими требованиями ГОСТ Р 51858–2002 [25] на нефть и ГОСТ 5542–87 [26], ОСТ 51.40-93 [27] на газ.

Подготовка нефти на промыслах заключается в отделении от нефти пластовой воды, механических примесей и солей, а также легких газообразных углеводородов. Отделение от нефти легких газообразных углеводородов стабилизирует нефть и снижает ее испаряемость. От качества подготовки нефти зависит эффективность и надежность магистрального трубопроводного транспорта нефти, качество полученных из нее продуктов. Повышенное содержание в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей способствует более интенсивному коррозионному износу трубопроводов, оборудования перекачивающих станций и аппаратов нефтеперерабатывающих заводов, снижает пропускную способность трубопроводов.

По физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов нефть разделяют на **4 класса** (табл. 3.1), **5 типов** (табл. 3.2), **3 группы** (табл. 3.3) и **2 вида** (табл. 3.4).

Присвоение номера индекса "класс" осуществляют в зависимости от содержания серы в соответствии с данными табл. 3.1. и нефть подразделяют на 4 класса.

Таблица 3.1

Классы нефти

<i>Класс нефти</i>	<i>Наименование</i>	<i>Массовая доля серы, %</i>	<i>Метод испытаний</i>
1	малосернистая	до 0,6 включит.	ГОСТ 1437-75 ГОСТ Р 51947-2002 ASTM D 4294-98
2	сернистая	0,61...1,80	
3	высокосернистая	1,81...3,50	
4	особовысокосернистая	более 3,50	

Присвоение номера индекса "тип" осуществляют в зависимости от величины плотности табл. 3.2. Нефть подразделяется на 5 типов: 0 – особо легкая; 1 – легкая; 2 – средняя; 3 – тяжелая; 4 – битуминозная.

Таблица 3.2

Типы нефти

Тип нефти										Метод испытаний
0		1		2		3		4		
Особо легкая		Легкая		Средняя		Высокосернистая		Битуминовая		
*	**	*	**	*	**	*	**	*	**	
Плотность, кг/м ³ , при 20 °С										ГОСТ 3900-85 ИСО Р 91/2-1991
не более 830,0		от 830,1 до 850,0		от 850,1 до 870,0		от 870,1 до 895,0		более 895,0		
Плотность, кг/м ³ , при 15 °С										ГОСТ Р 51069-97 ИСО Р 91/2-1991
не более 833,7		от 833,8 до 853,6		от 853,7 до 873,5		от 873,6 до 898,4		более 898,4		
Выход фракций, % об., не менее, до 200 °С										ГОСТ 2177-99 (метод Б)
–	30	–	27	–	21	–	–	–	–	
Выход фракций, % об., не менее, до 300 °С										
–	52	–	47	–	42	–	–	–	–	
Массовая доля парафина, % не более										ГОСТ 11851-85
–	6,0	–	6,0	–	6,0	–	–	–	–	

* – нефть для предприятий Российской Федерации; ** – нефть для экспорта.

Примечания:

1. Если нефть по одному из показателей (плотности или выходу фракций) относится к типу с меньшим номером, а по другому – к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.
2. Нефти типов 3 и 4, при приеме в систему магистрального трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт, должны иметь норму по показателю массовой доли парафина не более 6 %.

При поставке на экспорт учитывается дополнительно выход светлых фракций и массовая доля парафина согласно градаций, представленных в табл. 3.2.

По степени подготовки добываемой из недр нефти к транспорту и передаче потребителю товарная нефть подразделяется на 3 группы качества табл. 3.3.

Таблица 3.3

Группы нефти

<i>Наименование показателя</i>	<i>Норма для неф- ти группы</i>			<i>Метод испытаний</i>
	1	2	3	
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	ГОСТ 2477-65 ASTM D 4006-81
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900	ГОСТ 21534-76 ASTM D 3230-99
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			ГОСТ 6370-83
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)			ГОСТ 1756-2000 ГОСТ Р 52340-2005 ASTM D 6377-99 ASTM D 323-99
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204 °С, млн. ⁻¹ (ppm), не более	10	10	10	ГОСТ 52247-2004 ASTM D 4229-99

Примечание: ppm или миллион в минус первой степени = 1 микрограмм хлороорганики на 1 грамм нефти.

По содержанию сероводорода и легких меркаптанов товарную нефть подразделяют на два вида (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Виды нефти

<i>Наименование показателя</i>	<i>Вид нефти</i>		<i>Метод испытаний</i>
	1	2	
Массовая доля сероводорода, ppm, не более	20	50	ГОСТ Р 50802-95
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, ppm, не более	40	60	

Примечание: нормы по показателям таблицы № 4 являются факультативными до 01.01.2009 г., определение обязательно для набора данных.

Нефть, поставляемая для экспорта, должна иметь массовую долю воды не более 0,5 %, массовую концентрацию хлористых солей не более 100 мг/дм³ (соответствовать требованиям табл. 3.3, группа 1).

Требования к газу, подготовленному к транспорту в табл. 3.5.

Таблица 3.5

*Требования показателей качества природного газа
в соответствии с ГОСТ 5542-87*

<i>№ п/п</i>	<i>Наименование показателя</i>	<i>Норма</i>	<i>Метод испытания</i>
1	Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ (ккал/м ³), при 20 °С; 101,325 кПа, не менее	31,8 (7600)	ГОСТ 27193 ГОСТ 22667 ГОСТ 10062
2	Область значений числа Воббе (высшего), МДж/м ³ (ккал/м ³)	41,2...54,5 (9850–13000)	ГОСТ 22667
3	Допустимое отклонение числа Воббе от номинального значения, %, не более	±5	–
4	Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,02	ГОСТ 22387.2
5	Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036	ГОСТ 22387.2
6	Объемная доля кислорода, %, не более	1,0	ГОСТ 22387.3 ГОСТ 23781
7	Масса механических примесей в 1 м ³ , г, не более	0,001	ГОСТ 22387.4
8	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1 % в воздухе, балл, не менее	3	ГОСТ 22387.5

Примечания: 1) по согласованию с потребителем допускается подача газа для энергетических целей с более высоким содержанием сероводорода и меркаптановой серы по отдельным газопроводам; 2) показатели по числу Воббе и интенсивности запаха газа распространяются только на газ коммунально-бытового назначения; 3) для газа промышленного назначения показатель интенсивности запаха газа устанавливается по согласованию с потребителем; 4) номинальное значение числа Воббе устанавливают в пределах нормы показателя по п. 2 табл. 4.2 для отдельных газораспределительных систем по согласованию с потребителем; 5) точка росы влаги в пункте сдачи должна быть ниже температуры газа.

Необходимо отметить, что помимо показателей ГОСТ 5542-87, в паспортах качества при отпуске через ГРС указывают и **дополнитель-**

ные показатели, которые определяют в соответствии с (табл. 3.6) по отраслевому стандарту ОСТ 51.40-93.

Таблица 3.6

Требования показателей качества газа в соответствии с ОСТ 51.40-93

№ п/п	Наименование показателя	Норма для макроклиматических районов				Метод испытания
		умеренный		холодный		
		с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	
1	Точка росы газа по влаге, °С, не выше	-3	-5	-10	-20	ГОСТ 20060
2	Точка росы газа по УВ, °С, не выше	0	0	-5	-10	ГОСТ 20061
3	Температура газа, °С	Температура газа на входе и в самом газопроводе устанавливается проектом				
4	Масса сероводорода, г/м ³ , не более	0,007	0,007	0,007	0,007 *	ГОСТ 22387.2
5	Масса меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016	0,016	0,016	0,016 *	ГОСТ 22387.2
6	Объем. доля кислорода, %, не более	0,5	0,5	1,0	1,0	ГОСТ 23781
7	Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , при 20 °С и 101, 325 кПа, не менее	32,5	32,5	32,5	32,5	ГОСТ 22667
8	Масса мехпримесей и труднолетучих жидкостей	Условия оговариваются в соглашениях на поставку газа с ПХГ, ГПЗ и промыслов				

Примечания: 1) климатические районы по ГОСТ 16350; 2) для месторождений, введенных в эксплуатацию до 1983 г., показатели точки росы по влаге и углеводородам устанавливаются в технических условиях, разрабатываемых ГП и согласованных РАО «Газпром»; 3) для газов, в которых содержание углеводородов $C_{5+высш}$ не превышает 1,0 г/м³, точка росы по углеводородам не нормируется.

3.2. Обзор систем сбора и подготовки скважинной продукции

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистые нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Для получения товарной нефти ее необходимо подвергнуть специальной подготовке, а газ перед поступлением к потребителю проходит сепарацию и осушку. Ввиду того, что пластовая вода и различные механические примеси вызывают износ трубопроводов и оборудования, нефть отделяют от воды, газа и механических примесей до подачи в магистральный трубопровод.

Промысловая система сбора и подготовки скважиной продукции требует большого объема капитальных вложений, значительная доля которых приходится на сооружение систем сбора и транспорта продукции скважин.

Совершенствование и упрощение систем сбора и транспорта нефти и газа имеет первостепенное значение как для снижения капитальных затрат и эксплуатационных расходов, так и для сокращения сроков обустройства и, следовательно, для ускорения ввода в действие новых нефтяных месторождений.

Система сбора нефти, газа и воды предусматривает собой ряд технологических операций производящихся на комплексе промысловых средств и установок соединенных во едино трубопроводами различного назначения .

Система сбора и подготовки нефти включает комплекс промысловых технических средств и установок, соединенных трубопроводами. Обычно на месторождениях применяется напорная герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин, почти полностью исключая потери углеводородов.

Единой универсальной системы сбора нефти, газа и воды не существует, так как каждое месторождение имеет свои особенности: размеры, формы, рельеф местности, природно-климатические условия, сетку размещения скважин, способы и объемы нефти, газа и воды, физико-химические свойства пластовых жидкостей и другие.

Любая система сбора нефти, газа и воды должна обеспечить возможность осуществления следующих операций:

- *измерение продукции каждой скважины;*
- *транспортировки продукции скважин за счет энергии пласта или насосов до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды;*

- *отделение газа от нефти и транспортировка его до пункта подготовки или до потребителя;*
- *отделение свободной воды от продукции скважин до установок подготовки нефти (в случае добычи обводненной нефти);*
- *раздельный сбор и транспорт продукции скважин, существенно отличающейся по обводненности или физико-химическим свойствам;*
- *подогрев продукции скважин, если невозможно ее собирать и транспортировать при обычных температурах [5].*

Задачи системы сбора-подготовки скважинной продукции:

- *прием продукции от добывающих скважин;*
- *разделение многофазного потока на составляющие компоненты;*
- *подготовка нефти и газа до товарных качеств;*
- *подготовка воды к закачке в пласт для поддержания пластового давления или утилизации в соответствии с предъявляемыми требованиями нормативных документов.*

Системы сбора скважинной продукции включают в себя следующие элементы:

- *кусты скважин;*
- *выкидные линии;*
- *замерные установки;*
- *трубопроводы (внутрипромысловые, межпромысловые, технологические);*
- *узлы ввода реагентов;*
- *дожимные насосные станции для транспорта нефти;*
- *установки предварительного сброса воды;*
- *компрессорные станции для транспорта газа;*
- *установки комплексной подготовки нефти и газа;*
- *нагреватели для транспорта высоковязкой среды;*
- *емкости для хранения нефти и газа.*

Куст скважин – это специальная площадка естественного или искусственного участка территории месторождения с расположенными на ней устьями скважин [27].

Согласно требованиям ВНТП 3-85 [28], количество скважин в кусте не должно превышать 24-х.

Выкидные линии обеспечивают сбор продукции скважин до замерных установок. Выкидные линии (манифольды) обвязки газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин представлены на рис. 3.1.

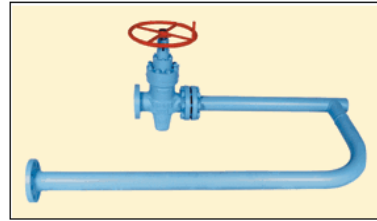
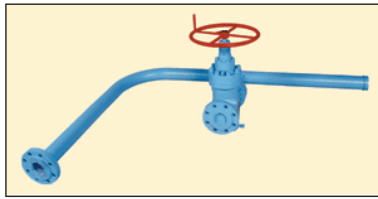


Рис. 3.1. Манифольды

Для определения дебита скважин флюид по манифольдам поступает для замера на замерные установки, которые по принципу измерения могут классифицироваться с сепарацией и без сепарации газа (рис. 3.2). По количеству измеряемых компонентов автоматизированные групповые замерные установки можно классифицировать следующим образом (рис. 3.3).

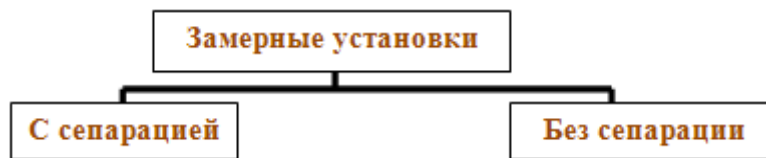


Рис. 3.2. Классификация замерных установок по количеству определяемых компонентов

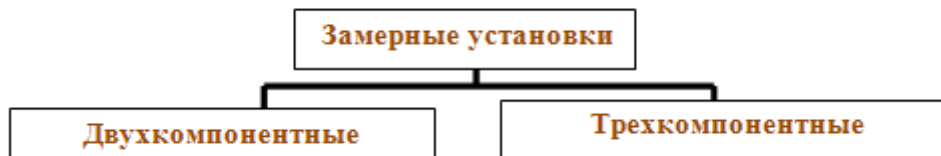


Рис. 3.3. Классификация групповых замерных установок по количеству определяемых компонентов

По количеству подключаемых скважин к автоматизированной групповой замерной установке их можно классифицировать (рис. 3.4).

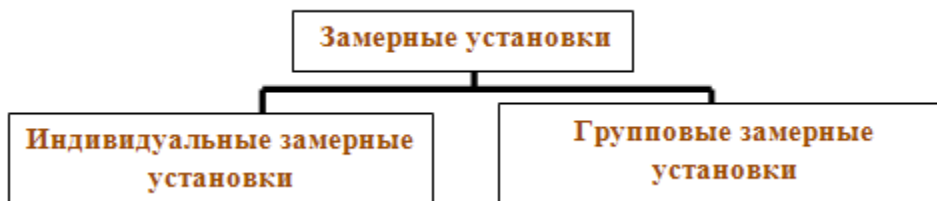


Рис. 3.4. Виды замерных установок

В состав двухкомпонентных замерных установок входят:

- 1) Автоматизированная индивидуальная установка;
- 2) Автоматизированная групповая замерная установка типа «Спутник»;

3) Мера «Массомер».

Автоматизированная индивидуальная установка. Установка предназначена для определения дебита по жидкости нефтяной скважины, отдаленной от основных объектов. Метод измерения – объемный. Измерение жидкости осуществляется счетчиком «турбинным расходомером типа ТОР». Установка может быть изготовлена для подключения от 2-х до 4-х скважин. Установка (рис. 3.5), состоит из блока технологического и блока управления. В настоящее время широкое распространение в качестве индивидуальных замерных установок нашли блочные автоматизированные индивидуальные установки.

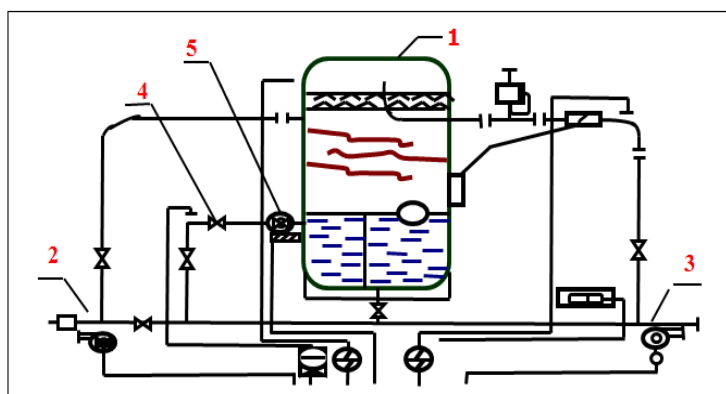


Рис. 3.5. Блочная автоматизированная индивидуальная установка
ОАО «Завод Нефтегазмаш»[28]:

1 – сепарационная емкость; 2 – входной трубопровод; 3 – выходной трубопровод; 4 – регулятор расхода; 5 – счетчик жидкости

Принцип работы заключается в следующем. Продукция скважин по трубопроводу 2, подключенному к установке, поступает в сепарационную емкость 1. В сепарационной емкости 1 происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ поступает в общий трубопровод 3. Жидкость накапливается в сепараторе, и при определенном уровне, поплавков через систему рычагов перекрывает заслонку на газовой линии, и давление в сепараторе начинает повышаться. При достижении перепада давления между сепаратором и выходным трубопроводом 3 в пределах 0,08...0,12 МПа клапан регулятора расхода 4 открывается, и жидкость под избыточным давлением выдавливается в общий трубопровод. При перепаде давления в пределах 0,02...0,03 МПа клапан регулятора расхода закрывается.

При понижении уровня жидкости заслонка начинает открываться и пропускать накопившийся газ в общий коллектор. Вследствие понижения давления газа в сепараторе клапан регулятора расхода закрывается и вновь происходит накопление жидкости. Накопившаяся в сепараци-

онной емкости жидкость проходит через турбинный счетчик жидкости ТОР, затем направляется в общий трубопровод.

Время измерения устанавливается на промысле в зависимости от конкретных условий: дебита скважины, способов добычи, состояния разработки месторождения и других условий [28].

Автоматизированная групповая замерные установки типа «Спутник», предназначены для непрерывного измерения дебита скважин одновременно во всех подключенных скважинах и оперативного контроля за работой нефтяных скважин по их дебиту. Таким образом, в соответствии с [28] по методу определения дебита скважин, автоматизированные групповые замерные установки можно классифицировать следующим образом (рис. 3.6).



Рис. 3.6. Методы определения дебита скважин

Метод измерения будет объемным, когда на автоматизированных групповых замерных установках применяются счетчики типа ТОР1-50, а массовым, когда применяются счетчики типа СКЖ. Соответственно, комбинированный метод – это есть не что иное, как сочетание массового и объемного методов.

Внешний вид автоматизированной групповой замерной установки типа «Спутник» представлен на рис. 3.7. Технологическая схема автоматизированной групповой замерной установки типа «Спутник» (объемный метод) представлен на рис. 3.8.



Рис. 3.7. Внешний вид автоматизированной групповой замерной установки (объемный метод)[28]

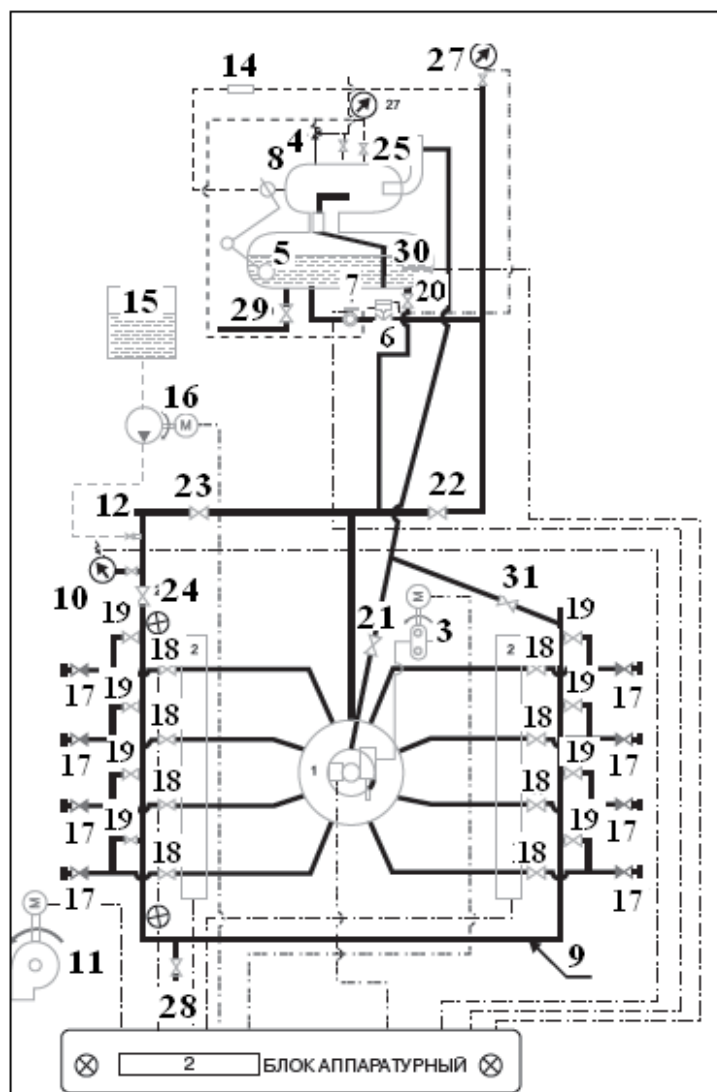


Рис. 3.8. Технологическая схема автоматизированной групповой замерная установка типа «Спутник», метод определения дебита объемный [29]:
 1 – переключатель скважин; 2 – обогреватель электрический; 3 – привод гидравлический; 4 – клапан предохранительный; 5 – сепаратор замерный; 6 – регулятор расхода; 7 – счетчик жидкости турбинный TOP 1-50; 8 – заслонка газовая; 9 – линия байпасная; 10 – манометр электроконтактный или датчик давления и манометр показывающий; 11 – вентилятор; 12 – коллектор общий; 14 – газовый счетчик (по требованию потребителя); 15 – бак для реагента; 16 – насос дозатор; 17 – клапан обратный Ду 80; 18 – задвижки Ду 80; 19 – задвижки Ду 50 (на байпас); 20, 28, 29, 31 – задвижки Ду 50; 21- задвижка Ду 50 (кран шаровой Ду 50); 22 – задвижка Ду 80; 23, 24 – задвижки Ду 100 или 150; 25 – задвижка ЗКС Ду 15; 26 – задвижка ЗКС Ду 25; 27 – манометры показывающие; 30 – обогреватель электрический

Продукция скважин по трубопроводам, подключенным к установке, поступает в переключатель скважин. При помощи переключателя продукция одной из скважин направляется в сепарационную емкость, а продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод. В сепарационной емкости происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ проходит через датчик расхода газа счетчика. Газ, измеренный счетчиком, поступает в общий трубопровод.

Жидкость накапливается в сепараторе. Поплавок через систему рычагов перекрывает заслонку на газовой линии, и давление в сепараторе начинает повышаться. При достижении перепада давления между сепаратором и выходным трубопроводом в пределах 0,08...0,12 МПа клапан регулятора расхода открывается, и жидкость под избыточным давлением выдавливается в общий трубопровод. При перепаде давления в пределах 0,02...0,03 МПа клапан регулятора расхода закрывается.

При понижении уровня жидкости ниже половины диаметра нижней емкости заслонка начинает открываться и пропускать накопившийся газ в общий коллектор. Вследствие понижения давления газа в сепараторе клапан регулятора расхода закрывается и вновь происходит накопление жидкости. Накопившаяся в нижней части сепарационной емкости жидкость проходит через турбинный счетчик жидкости ТОР, затем направляется в общий трубопровод.

Время измерения устанавливается на промысле в зависимости от конкретных условий: дебита скважин, способов добычи, состояния разработки месторождения и других условий [29].

В настоящее время для определения дебита скважин на современных автоматизированных групповых замерных установках применяют счетчик типа «СКЖ» широко применяется как в составе новых групповых замерных установок типа «Спутник» (рис. 3.9) вместо объемного расходомера, так и при модернизации замерных установок. При использовании счетчика «СКЖ» в составе «Спутник» появляется ряд дополнительных преимуществ, например, сепаратор-мерник, находящийся в составе «Спутник» переходит в разряд только сепаратора. Отпадает необходимость в применении клапана-регулятора расхода и т. д.

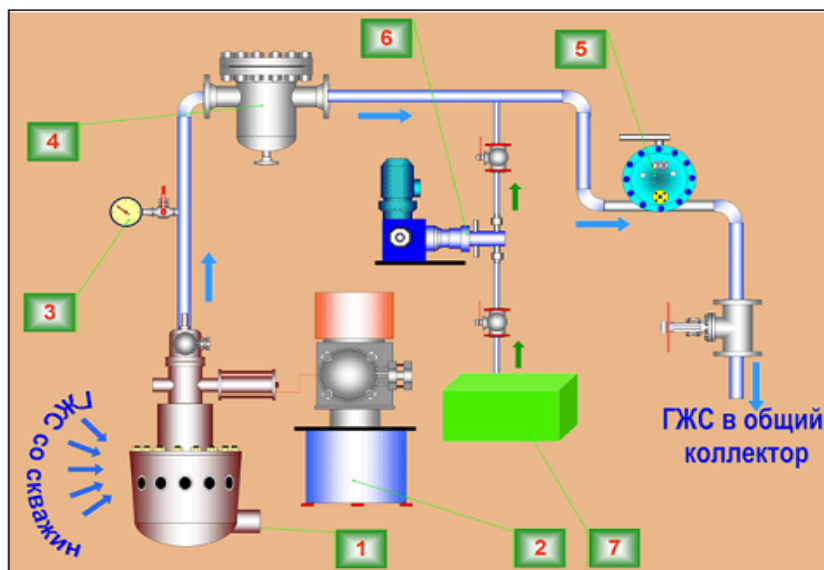


Рис. 3.9. Автоматизированная групповая замерная установка типа «Спутник» метод определения дебита массовый [30]:

1 – переключатель скважин многоходовый; 2 – гидропривод; 3 – манометр; 4 – фильтр; 5 – СКЖ; 6 – агрегат дозировочный; 7 – бак для химического реагента

Продукция скважин по трубопроводам, подключенным к установке, поступает в переключатель скважин многоходовой. При помощи переключателя скважин многоходового продукция одной из скважин направляется в СКЖ, а продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод.

Счетчик СКЖ состоит из камерного преобразователя и блока вычислителя массы. Вычислитель массы выдает нормируемый импульсный сигнал в блок управления, где происходит преобразование количества импульсов в единицу массы – килограмм.

Управление переключением скважин осуществляется блоком управления по установленной программе или оператором. Крепление переключателя скважин многоходового к трубопроводам выполнено быстроразъемными соединениями (с помощью двух полухомутов), что позволяет провести быструю его замену при ремонте. В технологический блок установки может быть введена установка дозирования химреагента (насос дозатор и емкость) [30].

Комбинированный метод (рис. 3.10). Жидкость накапливается в сепараторе, и при определенном уровне, поплавков через систему рычагов перекрывает заслонку на газовой линии, и давление в сепараторе начинает повышаться. При достижении перепада давления между сепаратором и выходным трубопроводом в пределах 0,8...0,12 МПа клапан регулятора расхода открывается, и жидкость под избыточным давлени-

ем выдавливается в общий трубопровод. При перепаде давления в пределах 0,02...0,03 МПа клапан регулятора расхода закрывается.

Накопившаяся в нижней части сепарационной емкости жидкость проходит через турбинный счетчик жидкости ТОР, затем направляется в общий трубопровод.

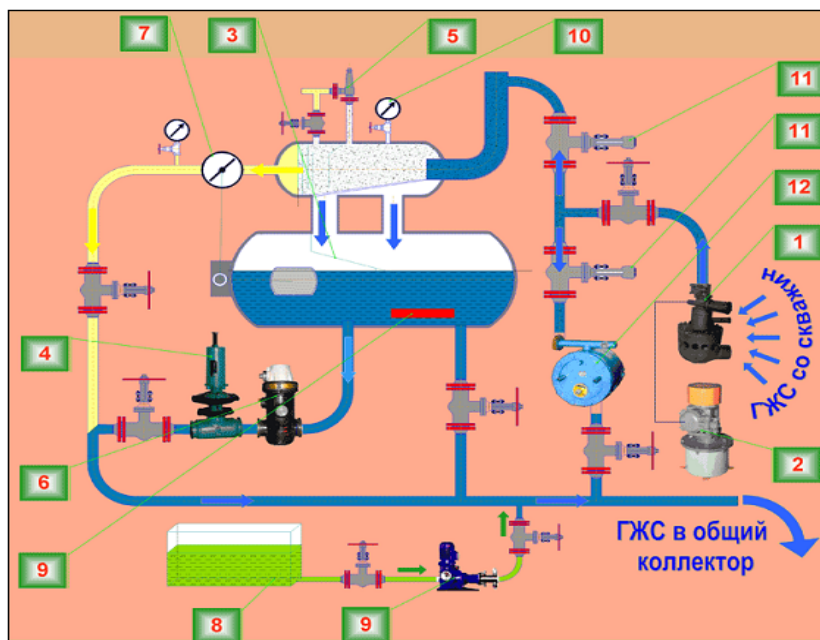


Рис. 3.10. Автоматизированная групповая замерная установка типа «Спутник» метод определения дебита комбинированный [30]:
 1 – переключатель скважин многоходовый; 2 – гидропривод; 3 – емкость сепарационная; 4 – регулятор расхода; 5 – клапан предохранительный; 6 – ТОР; 7 – заслонка; 8 – бак для химического реагента; 9 – агрегат дозировочный; 10 – манометр; 11 – задвижка с электроприводом или переключатель потока; 12 – СКЖ

Устройство регулирования расхода в замерном сепараторе обеспечивает циклическое прохождение жидкости через счетчик ТОР с постоянной скоростью, что позволяет осуществлять измерение в широком диапазоне дебита скважин с малой погрешностью.

Порядок переключения измерительной линии на счетчик ТОР или камерный преобразователь СКЖ осуществляется по установленной программе [30].

Помимо групповых замерных установок типа «Спутник» широко применяются групповые замерные установки типа «Дельта» (рис. 3.11).

Групповые замерные установки типа «Дельта» предназначены для непрерывного измерения количества жидкости (массовым методом) при

помощи счетчика СКЖ одновременно во всех подключенных скважинах и оперативного контроля за работой нефтяных скважин по их дебиту [28].



*Рис. 3.11. Групповая замерная установка типа «Дельта»
ОАО «Завод Нефтегазмаш» г. Саратов [28]*

Установка измерительная «Мера-Массомер» (рис. 3.12) предназначена для автоматического измерения массовых расходов отсепарированной жидкости (сырой нефти) и попутного свободного газа, добываемых из нефтяных скважин, с последующим определением месячного покомпонентного дебита скважин в соответствии.

Установка состоит из блока технологического, блока контроля и управления. Блок технологический предназначен для размещения, укрытия и обеспечения нормальных условий работы технологического оборудования и средств измерения установки. Блок контроля и управления предназначен для размещения, укрытия и создания нормальных условий работы оборудования, обеспечивающего питание, контроль, индикацию параметров и режимов, управление работой установки, передачу данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла [28].

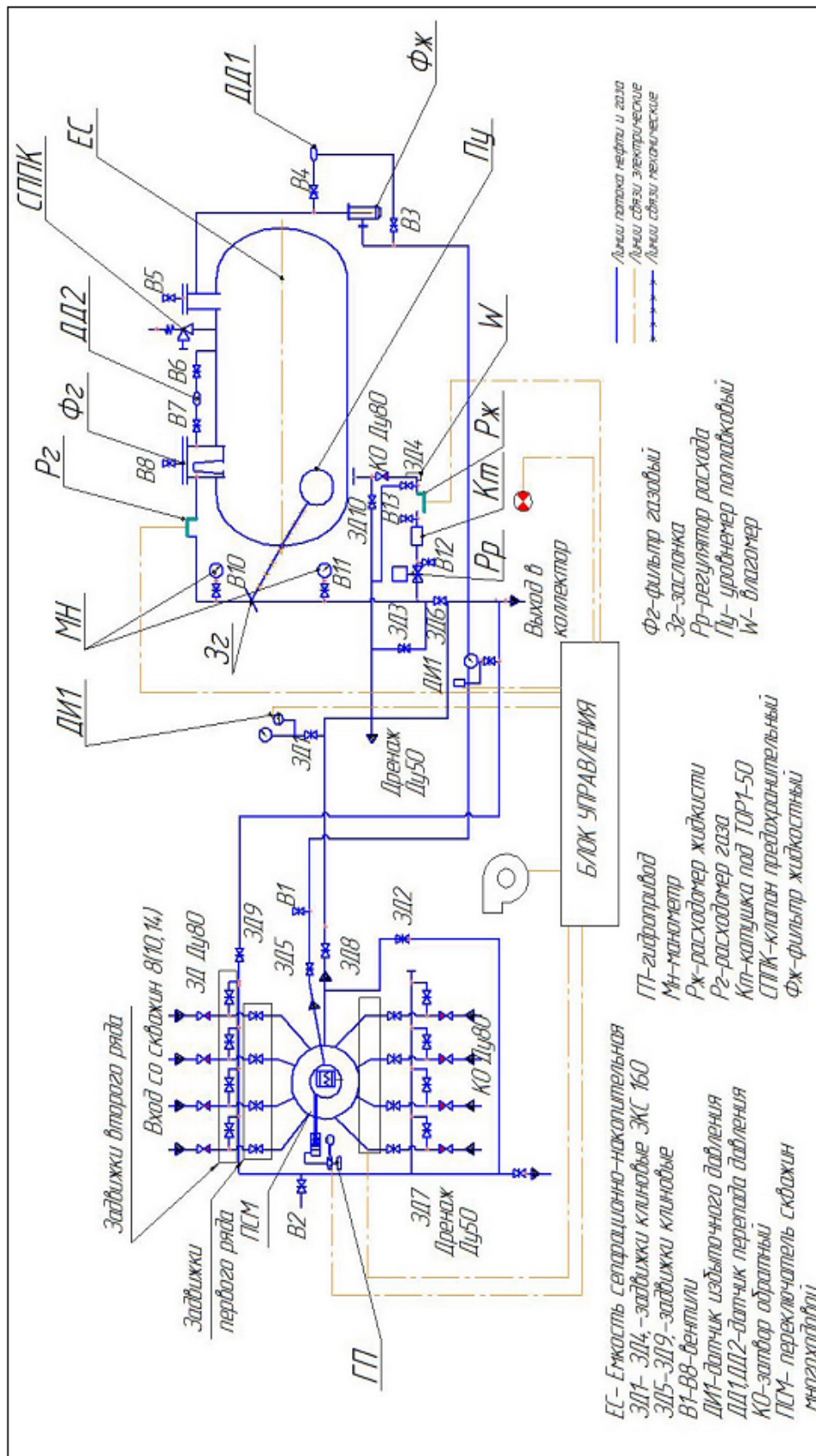


Рис. 3.12. Технологическая схема установки «МЕРА-Массомер»
 ОАО «Завод Нефтегазмаш» г. Саратов [28]

В настоящее время на нефтяных месторождениях России дебит добывающих скважин в основном замеряется на автоматизированных групповых замерных установках типа «Спутник». Подобные установки технически и морально устарели. Возникла необходимость применять в системах сбора более совершенные замеряющие устройства, позволяющие замерять три фазы: нефть, воду и газ. В состав трехкомпонентных измерительных установок входят:

- «ОЗНА Импульс (рис. 3.13)»;
- «ОЗНА Массомер»;
- «ОЗНА Микрон»;
- Мера.



Рис. 3.13. Внешний вид «ОЗНА Импульс» [29]

Трехкомпонентная измерительная установка «ОЗНА-Импульс» предназначена для:

- измерения массы и среднесуточного массового расхода сепарированной сырой нефти-водонефтяной смеси;
- измерения объема и среднесуточного объемного расхода свободного нефтяного газа;
- определения массы и среднесуточного массового расхода сепарированной безводной нефти.

Установки различаются количеством подключаемых скважин (от 1 до 14). Установки могут выпускаться с пропускной способностью по жидкости: 400,750,1500,2000 т/сут.

Газоводонефтяная смесь от скважины (или переключателя скважин), пройдя входную задвижку, поступает в циклонную гильзу сепаратора, где она разделяется на жидкостную и газовую фазы. Газ, обогнув обечайку циклонной гильзы, пройдя каплеотбойные пластины и горизонтальный газоосушитель, через трехходовой кран и выходную задвижку уходит в коллектор. Жидкость, отделившись от газа, попадает в

накопитель жидкости и начинает заполнять ее. При этом жидкость не может попасть ни в отстойник, ни в выходной трубопровод, так как проходной кран закрыт, а запорный орган трехходового крана расположен таким образом, что с выходным трубопроводом соединен отводящий трубопровод газоосушителя, а трубопровод, отводящий жидкость из сепаратора, отсечен от него. После достижения уровня жидкости чувствительного элемента преобразователя гидростатического давления столба жидкости сепаратора, пропорционально дальнейшему росту уровня (массы) жидкости, начинает изменяться значение выходного сигнала этого преобразователя. При достижении уровня кромки горизонтального газоосушителя жидкость начинает переливаться в отстойник. Признаком начала перелива (заполнения отстойника) является стабилизация значения выходного сигнала преобразователя сепаратора и, несколько позже, начало изменения выходного сигнала такого же преобразователя, смонтированного на отстойнике жидкости. Признаком конца заполнения отстойника является синхронизация изменения (прироста) значений выходного сигнала обоих преобразователей. После заполнения отстойника водонефтяной смесью запорный орган трехходового крана переходит в положение, при котором газоотводящий трубопровод отсекается, а жидкостной трубопровод соединяется с выходным трубопроводом. При этом газ, накапливающийся в верхней части сепаратора и в горизонтальном газоосушителе, начинает выталкивать жидкость из накопителя сепаратора в выходной трубопровод, уровень ее начинает снижаться, значения выходного сигнала обоих преобразователей синхронно уменьшаются.

После наступления момента стабилизации блок измерений и обработки информации производит последнее в данной серии измерение плотности жидкости и последнее измерение среднесуточного объемного расхода газа, после чего, оставив трехходовой кран в прежнем положении, открывает проходной кран, и жидкость из отстойника выталкивается газом совместно с остатками жидкости накопителя сепаратора. Используя последнее значение плотности жидкости, блок измерения и обработки информации определяет содержание воды в жидкости, среднесуточный массовый расход нефти, вновь закрывает проходной кран и начинает второй цикл заполнения отстойника жидкости [29].

Трехкомпонентные измерительные установки «ОЗНА-Массомер» представлена на рис. 3.14.

«ОЗНА-Массомер» предназначена:

- *измерений массы и среднесуточного массового расхода сепарированной сырой нефти-водонефтяной смеси;*
- *измерений объема и среднесуточного объемного расхода свободного нефтяного газа;*
- *измерений массы и среднесуточного массового расхода сепарированной безводной нефти.*

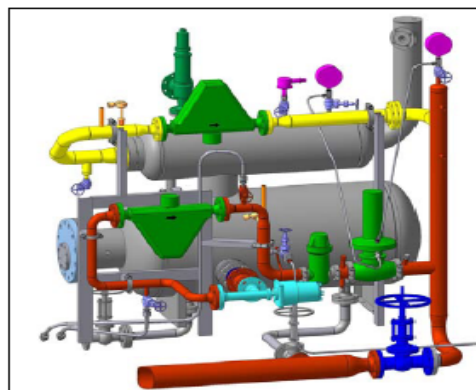


Рис. 3.14. Внешний вид трехкомпонентной измерительной установки «ОЗНА-Массомер» [29]

Принцип действия измерительного модуля технологического блока установок:

- *с двумя расходомерами основывается на периодическом измерении массового расхода (массы), плотности и температуры жидкости и объемного расхода (объема), давления и температуры газа;*
- *с одним расходомером основывается на периодическом измерении массового расхода, плотности и температуры жидкости и газа, определении объемного расхода жидкости и газа, измерении давления и температуры газа и определении расхода газа по разности значений объемного расхода ГЖС и жидкости.*

Значения среднесуточного массового расхода нефти в обоих случаях определяются как разность значений среднесуточного массового расхода жидкости и пластовой воды. Значения среднесуточного массового расхода пластовой воды определяются как произведения среднесуточного массового расхода жидкости и массовой доли пластовой воды в этой жидкости. Массовая доля пластовой воды, в свою очередь, определяется по соответствующему алгоритму, с учетом значений плотности жидкости, измеренной расходомером, и значений плотности нефти и пластовой воды, определенных лабораторным способом, или измеряется влагомером.

В измерительных модулях для измерений массы и массового расхода сырой нефти используются кориолисовые массовые счетчики-расходомеры различных фирм производителей. Для измерений объема и объемного расхода газа используются кориолисовые массовые счетчики-расходомеры, а так же вихревые счетчики.

Внешний вид *замерной установки «ОЗНА Микрон»* представлен на рис. 3.15. Технологическая схема представлена на рис. 3.16.

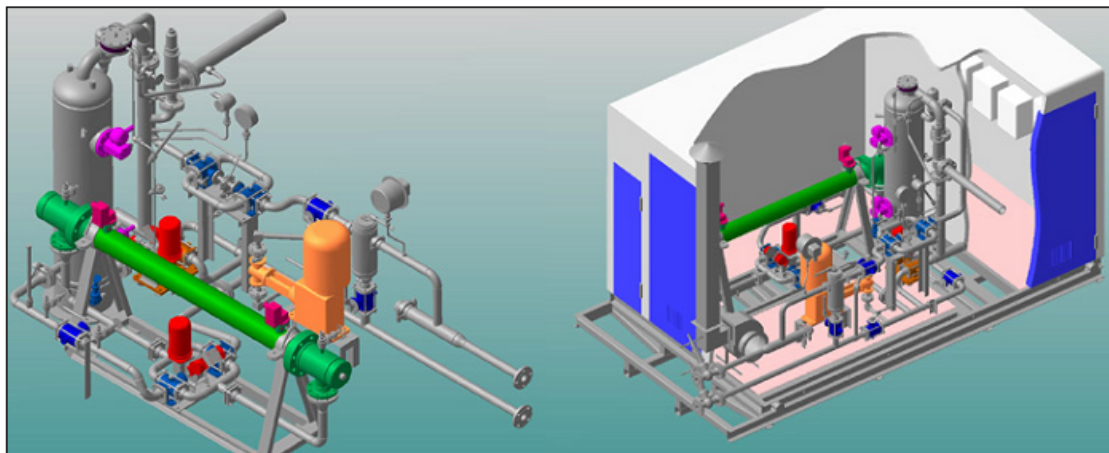


Рис. 3.15. Внешний вид *замерной установки «ОЗНА Микрон»* [29]

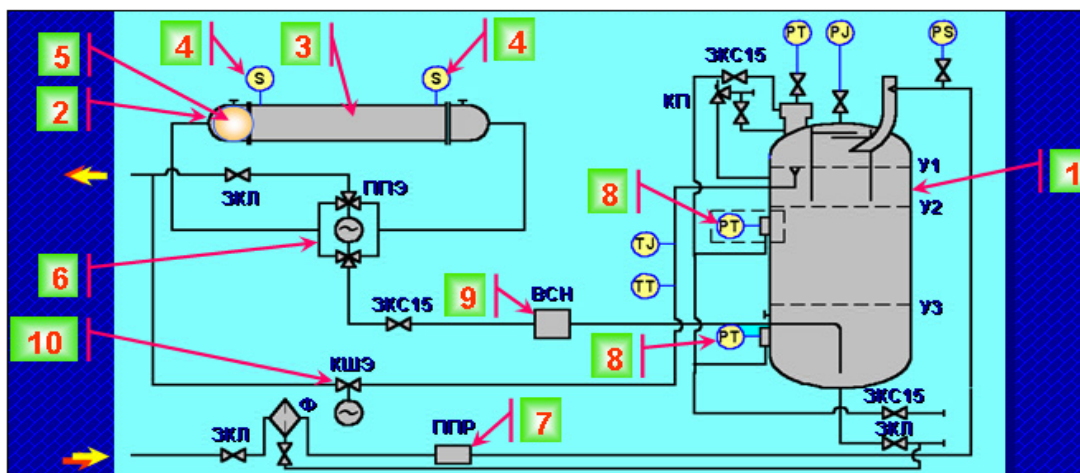


Рис. 3.16. Технологическая схема «ОЗНА Микрон» [29]

ГЖС поступает в сепаратор *1* и, пройдя двойной циклон, разделяется на жидкость и газ. Отсепарированная жидкость накапливается в нижней части сепарационной ёмкости, а газ, пройдя сквозь каплеотбойники циклонной гильзы, через трубопровод и открытый кран *10* поступает в коллектор.

При достижении уровня жидкости в ёмкости переливной воронки газоотводящего трубопровода, котроллер станции управления, размещённой в аппаратном блоке, измеряет плотность жидкости по показаниям нижнего преобразователя гидростатического давления и закрывает кран *10*. Если предполагается работа на скважинах с пониженным газосодержанием или на пункте приёма-сдачи сырой нефти, то установка комплектуется двумя преобразователями гидростатического давле-

ния 8. В этом случае плотность измеряется по показаниям обоих датчиков.

Газ, продолжающий поступать в сепаратор, создает перепад давления, под действием которого поршневой разделитель 5 трубопоршневого блока 2 начинает перемещаться по калиброванному участку трубы 3 между детекторами 4, уровень жидкости в ёмкости начинает снижаться.

После стабилизации процесса слива и достижения уровня жидкости некоторого значения $U2$ контроллер регистрирует значение токового сигнала нижнего преобразователя гидростатического давления 8 и начинает процесс измерения расхода ГЖС по средней скорости движения поршневого разделителя 5.

При достижении уровня жидкости некоторого значения $U3$ контроллер регистрирует значение токового сигнала, прекращает измерение расхода ГЖС и открывает кран 10. При этом уровень жидкости начинает повышаться и контроллер начинает процесс измерения расхода жидкости по скорости заполнения откалиброванной части ёмкости между $U3$ и $U2$, используя зарегистрированные ранее значения токового сигнала в качестве установок. На этом первый цикл измерения заканчивается, второй и последующие циклы производятся описанным выше способом.

Расход газа рассчитывается как разность значений расхода ГЖС и жидкости. Расход воды рассчитывается как произведение значений расхода жидкости и влагосодержания. Влагосодержание измеряется влагомером, если им укомплектована конкретная установка, или рассчитывается по значению плотности жидкости, измеряемой в каждом цикле и значениям плотности воды и нефти, определённым лабораторным способом и введённым в память контроллера. Расход нефти рассчитывается как разность значений расхода жидкости и воды [29].

Трехкомпонентная измерительная установка «Мера». Принцип действия установки основан на использовании косвенного гидростатического метода измерения массы жидкости нефтяных скважин и метода $[P, V, T]$, который позволяет по известной величине объема V и измеренным значениям давления P , и температуры T газа вычислить объемный расход попутного газа по каждой нефтяной скважине, подключенной к сепарационно-измерительной емкости установки.

Преимущества:

- *наличие осевого завихрителя в газовом сепараторе позволяет проводить более эффективное отделение жидкости от газа;*
- *в качестве коммутации применены переключатели потока трехходовые, уровень надежности которых составляет не менее 120 000*

циклов переключений [28].

Наряду с приведенными замерными устройствами в настоящее время, как за рубежом, так и отечественной промышленностью разработаны многофазные измерительные комплексы, позволяющие выполнить замер без сепарации фаз.

Использование многофазных расходомеров можно считать одним из перспективных направлений при решении проблемы совершенствования систем сбора скважинной продукции. При этом успешно решается вопрос замера дебита всех скважинных флюидов без разделения их на фазы. При этом не требуются использование движущихся деталей и управление данным процессом.

Расходомер многофазный ультразвуковой «Ультрафлоу» для измерения дебита нефтяных скважин, созданный ОАО «Арзамасский приборостроительный завод», работает в следующем диапазоне измерения параметров нефтегазовой смеси: газосодержание – 0...98 %, обводненность – 0...100 %, диапазон измерения расходов жидкости – 10...400 м³/сут., диапазон измерения газа – 45...1000 м³/сут [31].

Система измерительная параметров многокомпонентной смеси «Ультрафлоу» (рис. 3.17) предназначена для непрерывного и одновременного измерений расходов и объемов жидкой и газовой составляющих многокомпонентного потока с различной структурой и режимом течения, без предварительного его сепарирования, а также для измерений объемной доли воды (обводненности) в жидкой составляющей потока.



Рис. 3.17. Система измерения параметров многокомпонентной смеси «Ультрафлоу» [32]

Принцип работы системы основан на локальном акустическом зондировании многокомпонентного потока с изменяющейся гидродинамикой течения при помощи ультразвуковых датчиков, размещенных внутри гидродинамического измерительного канала, включающего два последовательно расположенных по ходу потока калиброванных измерительных участка, площади проходных сечений, которых отличаются в два раза.

Для определения объемов компонентов многокомпонентного потока измеряются:

- *абсолютная скорость газовой фазы и истинное объемное газосодержание в обоих измерительных участках;*
- *объемная концентрация воды, температура и давление измеряемой смеси в одном из сечений гидродинамического канала.*

При отсутствии газовой фазы определяется скорость жидкой фазы в измерительных участках, объемная концентрация воды, температура и давление измеряемой смеси.

Полученные значения параметров потока передаются в вычислительное устройство (напрямую при подключении ПК или через радиомодем), которое по специальным расчетным соотношениям, заложенным в программу обработки результатов измерений, записывает в память и выдает на дисплей текущие значения параметров многокомпонентной смеси [32].

После замерной установки скважинная продукция направляется в нефтесборный трубопровод. В нефтесборный трубопровод может осуществляться ввод реагентов для защиты трубопроводов и оборудования от коррозии (ингибиторы коррозии) и ввод реагентов, разрушающих стойкость водо-нефтяных эмульсий (деэмульгаторы).

Узлы ввода реагентов включают:

- *блок для дозирования и подачи деэмульгаторов (рис. 3.18);*
- *блок для дозирования и подачи ингибиторов;*
- *склады для хранения реагентов.*

Деэмульгаторы в нефтедобыче, вещества, способствующие разрушению эмульсий, образовавшихся из нефти и воды. При введении в эмульсию деэмульгатор адсорбируются на поверхностном слое частиц дисперсной фазы (так называемых глобул), образуя вокруг глобул новый слой, насыщенный деэмульгатором, который обладает меньшей механической прочностью. Благодаря этому при столкновении глобул облегчается их слияние и разрушение эмульсии.



Рис. 3.18. Блок дозирования реагентов «Озна Дозатор»[29]

Далее, скважинная продукция с нефтяных или нефтегазовых месторождений, характеризующихся высоким пластовым давлением поступает на сепарацию (рис. 3.19) и в пункты комплексной подготовки нефти. Если давления в системе недостаточно, то после сепарационных установок транспорт скважинной продукции осуществляют при помощи насосных агрегатов. Это дожимные насосные станции (ДНС), которые могут быть различной производительности: ДНС-7000, ДНС-14000 и ДНС-20000 число в шифре установок означает подачу рабочих насосных агрегатов по жидкости (в м³/сут) и включают буферные емкости, насосный блок и свечи аварийного сброса газа (рис. 3.20).

Ввиду того, что нефти Западной Сибири в большинстве случаев характеризуются высоким обводнением (содержанием воды более 20%), то на территории ДНС перед насосными агрегатами размещают установки предварительного сброса воды (УПСВ) (рис. 3.21), где осуществляют отделение воды и ее подготовку для закачки в пласт.

Транспорт высокообводненной продукции скважин требует дополнительных затрат, что приводит к удорожанию добываемой скважинной продукции. В связи с этим возникает необходимость быстрого и максимального обезвоживания высокообводненной нефти. Кроме того, своевременный сброс воды способствует снижению давления центробежных насосов и скорости коррозии нефтепроводов, что, в конечном счете, уменьшит число порывов и увеличит срок службы нефтепроводов. Однако быстрый сброс и подготовка подтоварной воды возможны согласно [33] лишь при применении новых технологий путевого сброса пластовой воды, которые осуществляются на установках путевого сброса воды (рис. 3.22).

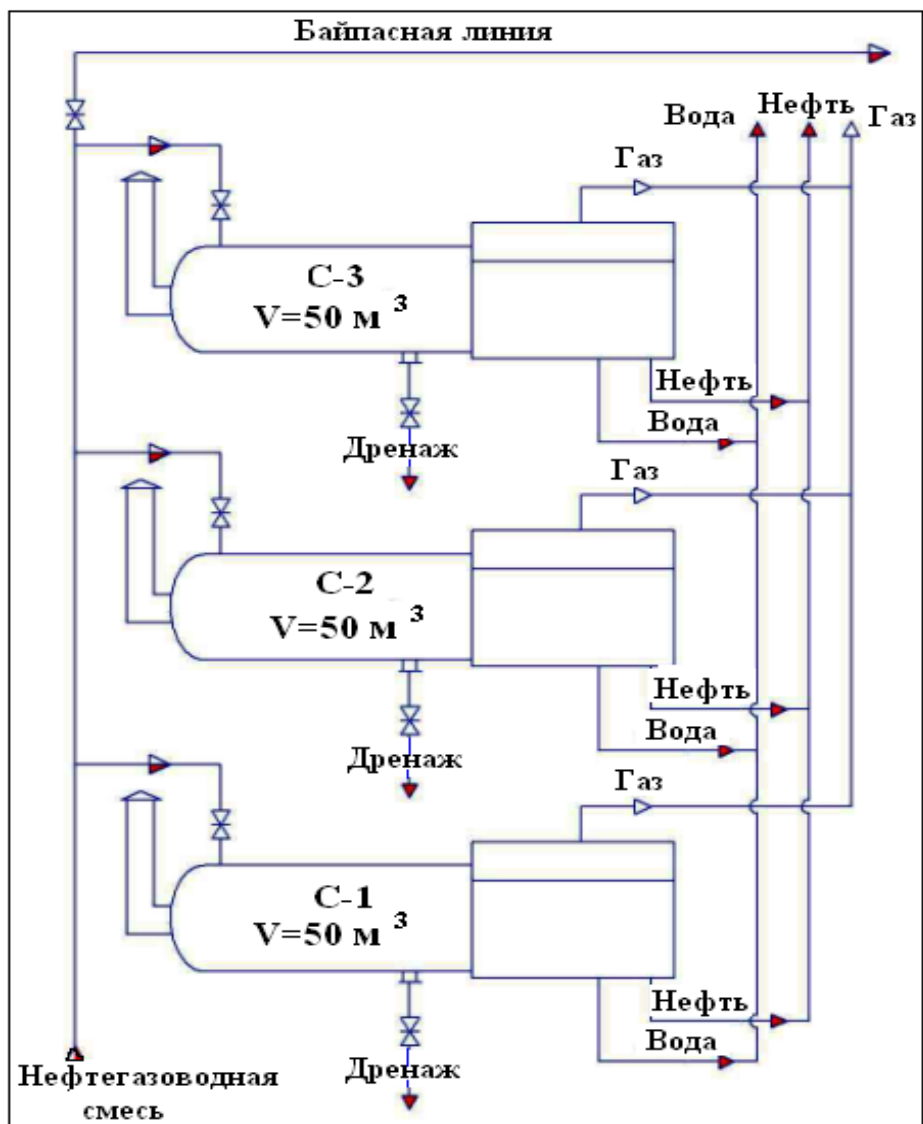


Рис. 3.19. Узел сепарации

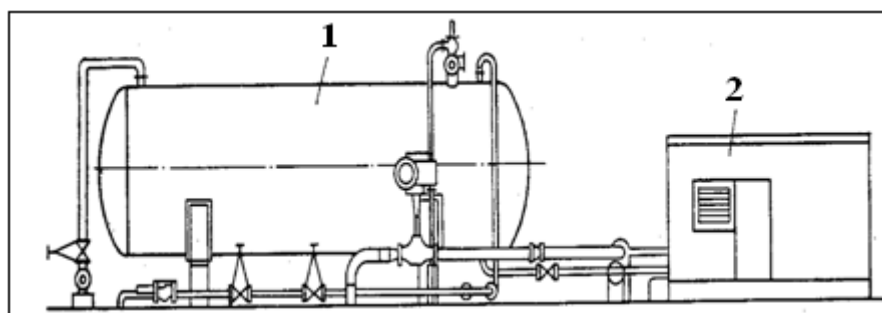


Рис. 3.20. Дожимная насосная станция [5]:
1 – блок буферной емкости; 2 – блок насоса

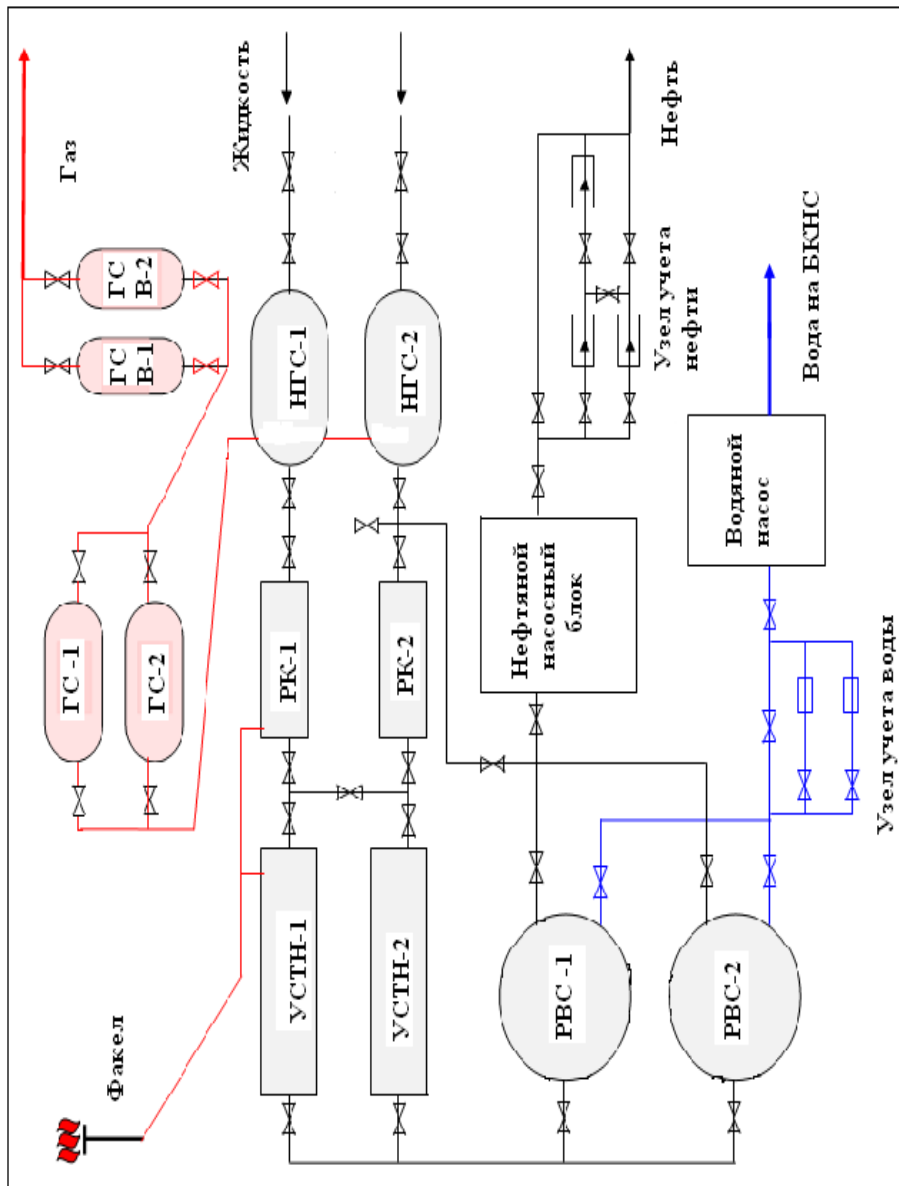


Рис. 3.21. Установка предварительного сброса воды:

НГС – Нефтегазосепаратор; ГС – Газовый сепаратор вертикального типа; РВС – Резервуар вертикальный стальной; УСТН – Установка сепарационная трубная наклонная; РК – Расширительная камера

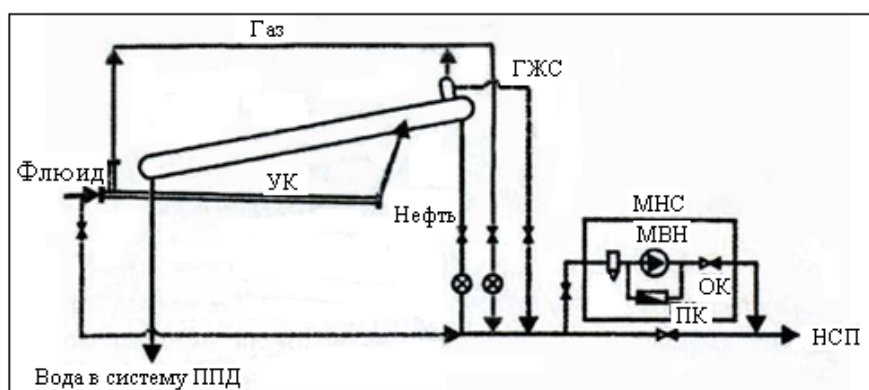


Рис. 3.22. Схема установки путевого сброса пластовой воды [33]:
 УК – успокоительный коллектор; МНС – многофазная насосная станция;
 МВН – многофазные винтовые насосы с фильтрами; ПК – предохранительный клапан; ОК – обратный клапан;
 НСП – нефтестабилизационная производствo

Коллектив авторов [34] предлагает технологию сброса пластовой воды, которая при обводненности скважинной продукции 80...90 % позволит получать нефть с массовым содержанием воды до 1 %. Газоводонефтяная смесь (рис. 3.23) по сборному трубопроводу после обработки деэмульгатором поступает в сепаратор первой ступени сепарации, где разделяется на газ и водонефтяную эмульсию. Газ, очищенный от капельной жидкости в газосепараторе под давлением 0,3...0,4 МПа направляется потребителю. Водонефтяная эмульсия после сепаратора поступает в путевые подогреватели, где нагревается до температуры 42...45 °С, затем направляется в нефтегазовый сепаратор со сбросом воды. В нем происходит обезвоживание нефти до массового содержания воды 1 % и разгазирование эмульсии под давлений 0,2...0,3 МПа.

Нефть, после аппарата после первой ступени сепарации разгазируется в сепараторе второй ступени под давлением менее 0,05 МПа и насосами через узел учета нефти подается на ЦПС. Подтоварная вода из сепаратора со сбросом воды поступает сначала в очистной резервуар, затем насосами через узел учета воды откачивается на КНС.

Установка предварительного сброса воды может включать и компрессорные станции, при условии высокого содержания газа в добываемом флюиде, систему отстойников-накопителей продукции, систему подогрева для лучшего отделения нефти от воды, электродегидраторы, делители потоков, систему фильтрации и т.д. Такая система является комплексным сборным пунктом (КСП). Далее продукция скважин отправляется на центральный сборный пункт (ЦСП) где доводится до товарных характеристик и собирается в группу резервуаров хранения то-

варной нефти. Далее товарная продукция сдается грузополучателю в систему магистральных нефтепроводов через премо-сдаточные пункты, где осуществляется измерение количества и качества продукта.

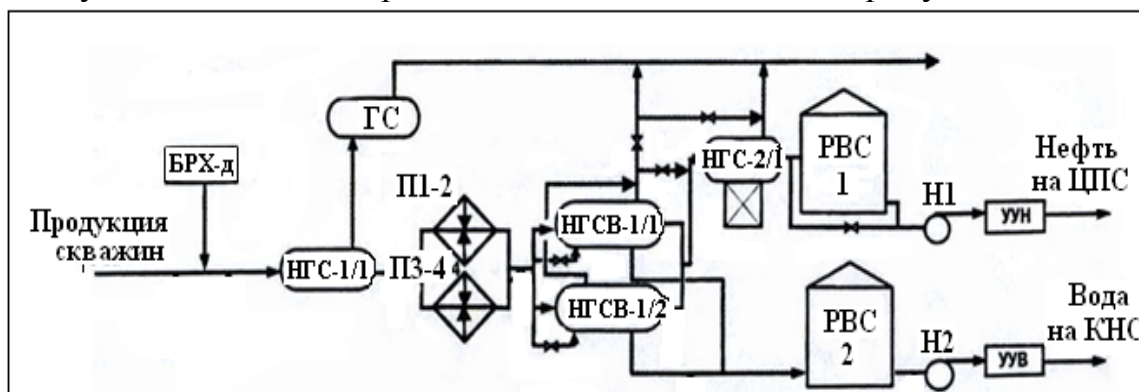


Рис. 3.23. Технологическая схема предварительного сброса воды [34]: БРХ-д – блок дозирования деэмульгатора; НГС-1/1-2 – сепараторы первой ступени; ГС – газосепаратор; ПЗ-4 – нагреватели (ПП-1,6); НГС-2/1 – сепаратор второй ступени; Н1 – насосная перекачка нефти; УУН – узел учета нефти; РВС-1 – резервуар нефтяной; РВС-2 – резервуар-отстойник для очистки воды; Н2 – насосная перекачка воды; УУВ – узел учета воды

3.2.1. Технологические схемы сбора и подготовки на нефтяных и нефтегазовых месторождениях

Системы сбора продукции скважин применяемых на нефтяных и нефтегазовых месторождениях можно разделить на (рис. 3.24).

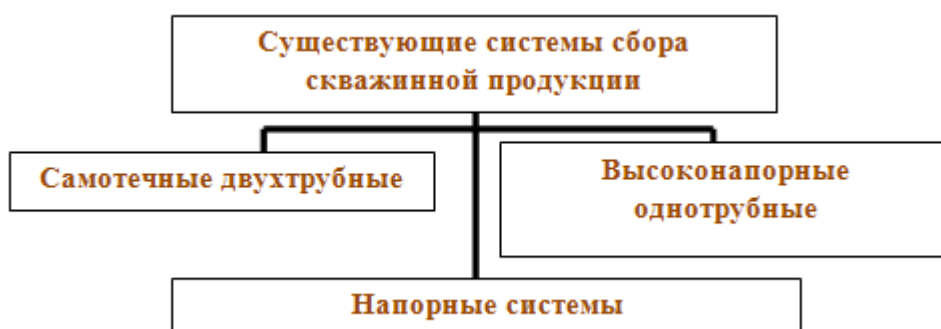


Рис. 3.24. Существующие системы сбора скважинной продукции

Самотечная двухтрубная. Принципиальные схемы совместного движения нефти и газа по трубопроводам неразрывно связано с решением вопросов развития закрытой системы эксплуатации месторождений. Сначала оно осуществлялось только до сепарационно-замерных установок, расположенных на расстоянии 200...300 м от устья скважин. При этом отдельные скважины или небольшие группы скважин оборуду-

довались индивидуальной установкой. После разделения при давлении 0,6 МПа и замера количеств нефти и газа движение их продолжалось раздельно по самостоятельным трубопроводным коммуникациям [5, 35, 36].

Газ под собственным давлением транспортируется до компрессорной станции или сразу на ГПЗ, если он расположен поблизости. Жидкая фаза направляется на вторую ступень сепарации. Выделившийся здесь газ используется на собственные нужды. Нефть самотёком (за счёт разности нивелирования высот) поступает в резервуары и далее насосами перекачивается в сырьевые резервуары центрального сборного пункта (рис. 3.25).

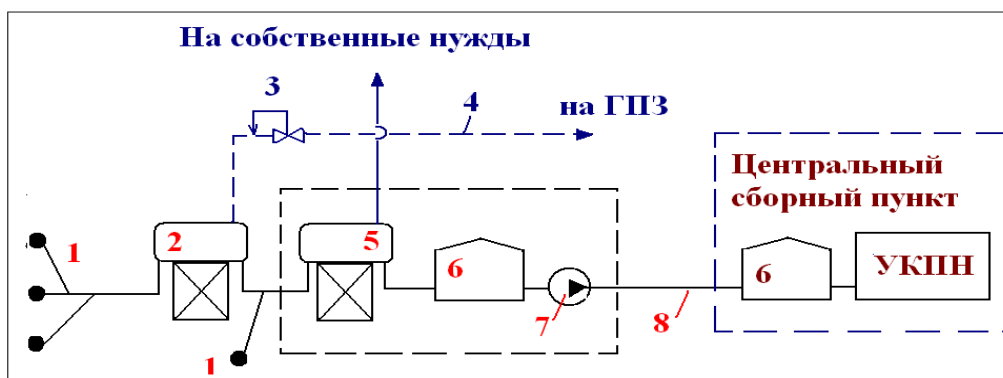


Рис. 3.25. Схема самотечной двухтрубной системы сбора [5]:
 1 – скважины; 2 – сепаратор 1-ой ступени; 3 – регулятор давления типа "до себя"; 4 – газопровод; 5 – сепаратор 2-й ступени; 6 – резервуары; 7 – насос;
 8 – нефтепровод

Достоинства:

- за счет самотечного движения жидкости уменьшаются затраты электроэнергии на ее транспорт;
- точное измерение объемов продукции каждой скважины.

Недостатки:

- при увеличении дебита скважин или вязкости жидкости требуется реконструкция системы;
- для предотвращения образования газовых скоплений в трубопроводах требуется глубокая дегазация нефти;
- из-за низких скоростей движения возможно запарафинивание трубопроводов приводит к снижению их пропускной способности;
- из-за негерметичности резервуаров и трудностей с использованием газов 2-й ступени сепарации потери в системе сбора достигают 2...3 % от общей добычи нефти.
- трудно поддается автоматизации, большой штат обслуживающего персонала (операторы, лаборанты)

Идея совместного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин получила свое дальнейшее развитие в работах Грозненского нефтяного института, где была разработана *высоконапорная однотрубная система сбора* (рис. 3.26).

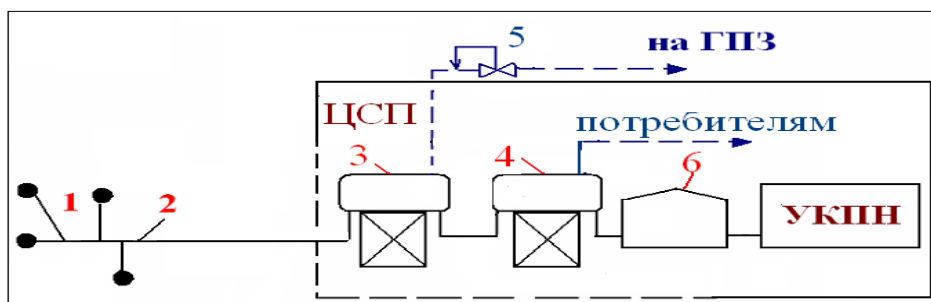


Рис. 3.26. Схема высоконапорной однотрубной системы сбора [5]:
 1 – скважины; 2 – нефтегазопровод; 3 – сепаратор 1-й ступени; 4 – сепаратор 2-й ступени; 5 – регулятор давления; 6 – резервуары

Достоинства:

- максимальная концентрация технологического оборудования;
- укрупнение и централизация сборных пунктов;
- отсутствие насосных и компрессорных станций на территории промысла;
- возможность утилизации попутного нефтяного газа с самого начала разработки месторождений.

Недостатки:

В однотрубной системе из-за высокого содержания газа в смеси (до 90 % по объему) происходят значительные пульсации давления и массового расхода жидкости и газа. Это приводит к:

- нарушению устойчивости трубопроводов (разрушение трубопроводов из-за большого числа циклов нагружения и разгрузки металла труб);
- нарушению работы сепараторов и контрольно-измерительной аппаратуры.

Институтом Гипровостокнефть разработана *напорная система сбора нефти и газа* (рис. 3.27) с целью наибольшего укрупнения и централизации объектов разделения продукции скважин и подготовки нефти и газа к магистральному транспорту в условиях, когда пластовые давления не обеспечивают высоких значений устьевых давлений на скважинах [5, 35, 36].

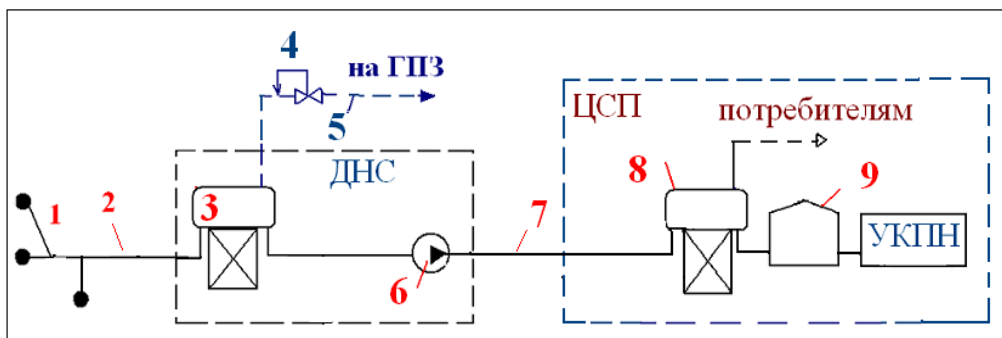


Рис. 3.27. Схема напорной системы сбора [5]:

1 – скважины; 2 – нефтегазопровод; 3 – сепаратор 1-ой ступени; 4 – регулятор давления типа "до себя"; 5 – газопровод; 6 – насосы; 7 – нефтепровод; 8 – сепаратор 2-й ступени; 9 – резервуар

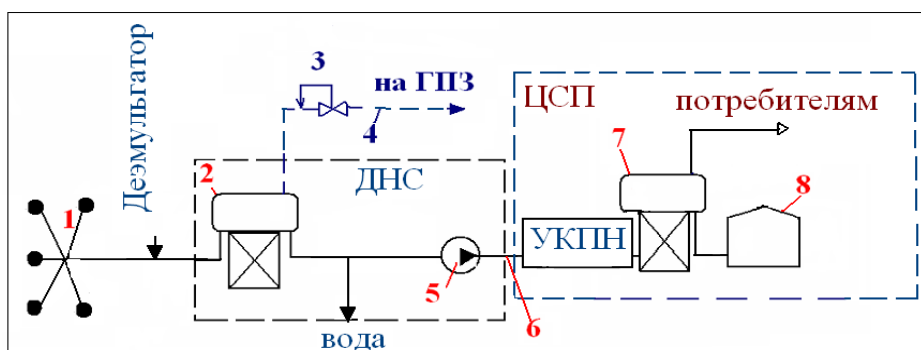
Достоинства:

- максимальная концентрация на ЦСП оборудования по подготовке нефти, газа и воды для группы промыслов, расположенных в радиусе 100 км;
- отсутствие компрессорных станций и газопроводов для транспортировки нефтяного газа низкого давления;
- увеличение пропускной способности нефтепроводов за счет уменьшения вязкости нефти, содержащей растворенный газ.

Недостатки:

- эксплуатационные расходы на совместное транспортирование нефти и воды с месторождений до ЦСП;
- расход энергии и труб на сооружение системы обратного транспортирования очищенной пластовой воды до месторождений для использования ее в системе поддержания пластового давления.

В настоящее время применяют системы сбора, лишенные указанных недостатков (рис. 3.28).



а)

б)

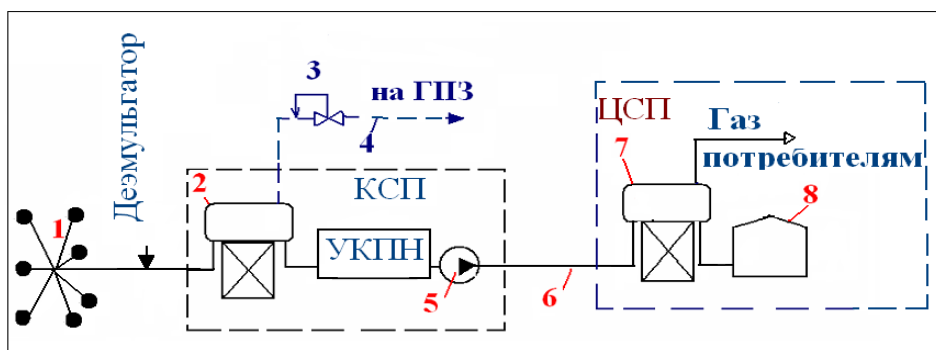


Рис. 3.28. Схемы современных систем сбора [5]:

а) – с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на центральном сборном пункте; б) – с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на комплексном сборном пункте

Система сбора с подготовкой нефти в газонасыщенном (рис. 3.28, а) состоянии на ЦСП. Система сбора отличается от традиционной напорной:

- перед сепаратором первой ступени в поток вводят реагент деэмульгатор, разрушающий водонефтяную эмульсию. Это позволяет отделить основное количество воды от продукции скважин на ДНС;
- на центральном сборном пункте установка комплексной подготовки нефти расположена перед сепаратором второй ступени. Это связано с тем, что нефть, содержащая растворенный газ, имеет меньшую вязкость, что обеспечивает более полное отделение от нее воды.

Система сбора с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на КСП (рис. 3.28, б). Особенностью этой системы сбора является то, что установка комплексной подготовки нефти перенесена ближе к скважинам. Дожимная насосная станция, на которой размещается установка комплексной подготовки нефти, называется комплексным сборным пунктом [5, 35, 36].

В качестве примера рассмотрим системы сбора скважинной продукции на действующих месторождениях. Барсуковское месторождение (рис. 3.29). Самогторское месторождение (рис. 3.30) – на комплексном сборном пункте подготавливают нефть в газонасыщенном состоянии без применения насосов, причем ведется раздельная подготовка безводной и обводненной нефти. Западно-Сургутское месторождение (рис. 3.31) – на комплексном сборном пункте проводят частичное обезвоживание нефти.

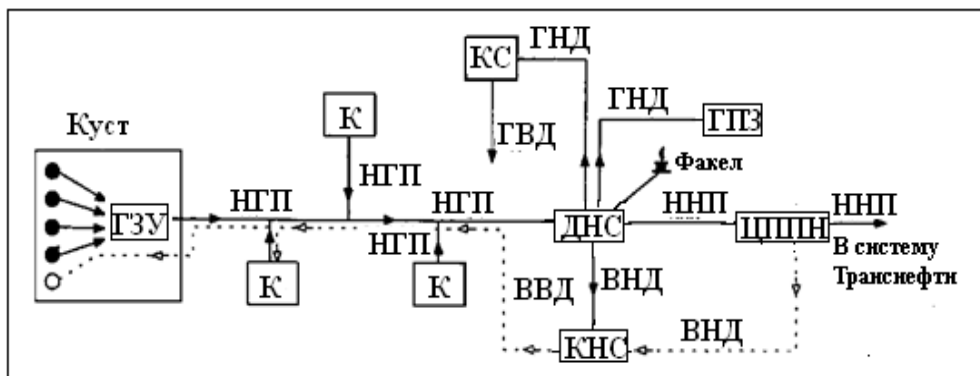


Рис. 3.29. Система сбора скважинной продукции на Барсуковском месторождении:

К – куст скважин; *КС* – компрессорная станция; *ГЗУ* – групповая замерная установка; *КС* – компрессорная станция; *ЦППН* – центральный пункт подготовки нефти; *ДНС* – дожимная насосная станция; *КНС* – кустовая насосная станция; *ГПЗ* – газоперерабатывающий завод; *НГП* – нефтегазопроводы; *ННП* – напорные нефтепроводы; *ВНД* – водоводы низкого давления; *ВВД* – водоводы высокого давления; *ГНД* – газопроводы низкого давления; *ГВД* – газопроводы высокого давления

Поскольку в процессе разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений свойства скважинной продукции изменяются, то требуется постоянно совершенствовать существующие системы сбора и подготовки скважинной продукции. Технологи, сотрудники научно-исследовательских институтов разрабатывают новые схемы сбора и подготовки, в которых реализуется комплексный подход к процессу подготовки, что позволяет минимизировать затраты и улучшить качество продукции.

Гизберхт [38] предлагает отказаться от традиционной схемы подготовки скважинной продукции со строительством крупных установок подготовки продукции скважин и организацией раздельного транспорта по газопроводу и нефтепроводу, потому что это становится экономически нецелесообразным. До последнего времени на многих мелких месторождениях применялась схема обустройства с организацией транспорта нефти и сжигания газа на факеле (рис. 3.32, а). Ужесточение требований к утилизации газа и увеличение с 2005 г. в 1000 раз выплат за выбросы метана в атмосферный воздух обуславливают необходимость строительства отдельных газопроводов до пунктов его утилизации.

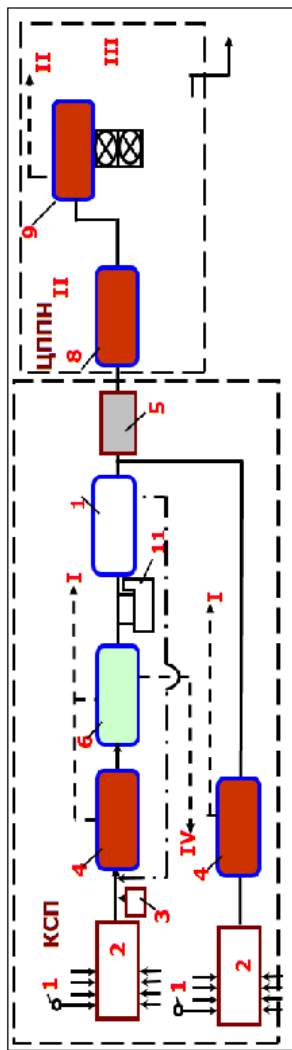


Рис. 3.30. Система сбора скважинной продукции на Самотлорском месторождении [37]:

1 – скважина; 2 – автоматизированная групповая замерная усилительная станция; 3 – блок дозирования деэмульгатора; 4 – сепаратор 1 ступени; 5 – дожимная насосная станция; 6 – установка предварительного сброса воды и отбора газа; 7 – сепаратор – подогреватель (деэмульсатор); 8 – сепаратор 2 ступени; 9 – сепаратор 3 ступени; 10 – отстойник (электродегидратор); II – блок нагрева; I – газ на газоперерабатывающий завод; II – газ потребитель; III – товарная нефть; IV – вода на комплексный сборный пункт; КСП – комплексный сборный пункт; ЦППН – центральный пункт подготовки нефти

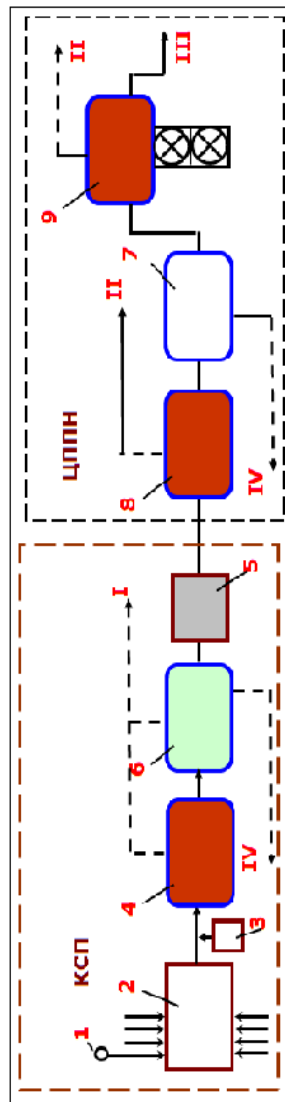


Рис. 3.31. Система сбора скважинной продукции Западно-Сургутском месторождении [37]:

1 – скважина; 2 – автоматизированная групповая замерная усилительная станция; 3 – блок дозирования деэмульгатора; 4 – сепаратор 1 ступени; 5 – дожимная насосная станция; 6 – установка предварительного сброса воды и отбора газа; 7 – сепаратор – подогреватель (деэмульсатор); 8 – сепаратор 2 ступени; 9 – сепаратор 3 ступени; 10 – отстойник (электродегидратор); II – блок нагрева; I – газ на газоперерабатывающий завод; II – газ потребитель; III – товарная нефть; IV – вода на комплексный сборный пункт

Разработанная схема обустройства месторождений (см. рис. 3.32, б) позволяет исключить строительство и обслуживание крупных дорогостоящих установок подготовки нефти, газопроводов и водоводов низкого давления. Как известно, главные затраты на обустройство системы сбора и транспорта приходится на стоимость внешних коммуникаций. Их сокращение позволит снизить затраты на обустройство и повысить рентабельность добычи нефти. Для достижения поставленной цели на рассматриваемых месторождениях предлагается внедрить технологии, основанные на современных подходах к обустройству системы сбора и подготовки продукции скважин, которые предполагают однотрубную, герметизированную, «блочно-сотовую» схему сбора с централизацией процесса подготовки продукции скважин.

Достоинства предлагаемой технологии:

- *обустройство месторождений с применением «блочно-сотовой» схемы сбора с транспортом продукции скважин многофазными винтовыми насосами позволяет снизить затраты на обустройство и повысить рентабельность добычи нефти;*
- *применение многофазных винтовых насосов с начала разработки значительно ускоряет ввод месторождения в эксплуатацию и обеспечивает высокий уровень утилизации газа;*
- *использование трубопроводов в коррозионно-стойком исполнении позволяет значительно увеличить срок службы, повысить экологическую безопасность и экономическую эффективность.*

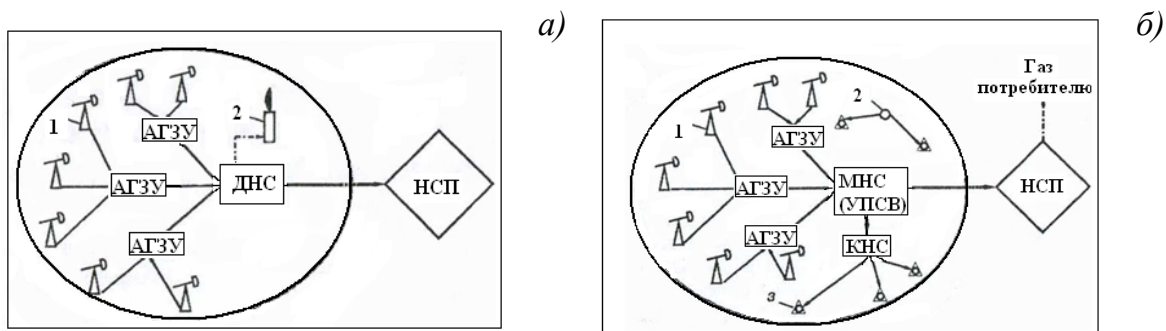


Рис. 3.32. Традиционная (а) и предлагаемая (б) схемы обустройства мелкого месторождения [38]:

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка; ДНС – дожимная насосная станция; НСП – нефтесборный пункт; МНС (УПСВ) – многофазная насосная станция (установка предварительного сброса воды); КНС – кустовая насосная станция;

а) 1 – добывающие скважины; 2 – факел; б) 1, 2, 3 – соответственно добывающие, водозаборные и нагнетательные скважины

3.2.2. Существующие системы сбора скважинной продукции на газовых месторождениях

Существующие системы промышленного сбора природного газа классифицируются:

- *по степени централизации технологических объектов подготовки газа;*
- *по конфигурации трубопроводных коммуникаций;*
- *по рабочему давлению.*

По степени централизации технологических объектов подготовки газа различают *индивидуальные, групповые и централизованные* системы сбора.

При *индивидуальной* системе сбора (рис. 3.33, а) каждая скважина имеет свой комплекс сооружений для подготовки газа (УПГ), после которого газ поступает в сборный коллектор и далее на ЦСП. Данная система применяется в начальный период разработки месторождения, а также на промыслах с большим удалением скважин друг от друга. Недостатками индивидуальной системы являются:

- *рассредоточенность оборудования и аппаратов по всему промыслу, а, следовательно, сложности организации постоянного и высококвалифицированного обслуживания, автоматизации и контроля за работой этих объектов;*
- *увеличение суммарных потерь газа по промыслу за счет наличия большого числа технологических объектов и т. д.*

При *групповой* системе сбора (рис. 3.33, б) весь комплекс по подготовке газа сосредоточен на групповом сборном пункте (ГСП), обслуживающем несколько близко расположенных скважин (до 16 и более). Групповые сборные пункты подключаются к промышленному сборному коллектору, по которому газ поступает на центральный сборный пункт и далее потребителю.

Групповые системы сбора получили широкое распространение, так как их внедрение позволяет увеличить мощность и коэффициент загрузки технологических аппаратов, уменьшить число объектов контроля, обслуживания и автоматизации, а в итоге – снизить затраты на обустройство месторождения.

При *централизованной* системе сбора (рис. 3.33, в) газ от всех скважин по индивидуальным линиям или сборному коллектору поступает к единому центральному сборному пункту, где осуществляется весь комплекс технологических процессов подготовки газа и откуда он направляется потребителям.

Применение централизованных систем сбора позволяет осуществить еще большую концентрацию технологического оборудования, за счет применения более высокопроизводительных аппаратов уменьшить затраты металла и капитальные вложения в подготовку газа.

В каждом конкретном случае выбор системы сбора газа обосновывается технико-экономическим расчетом.

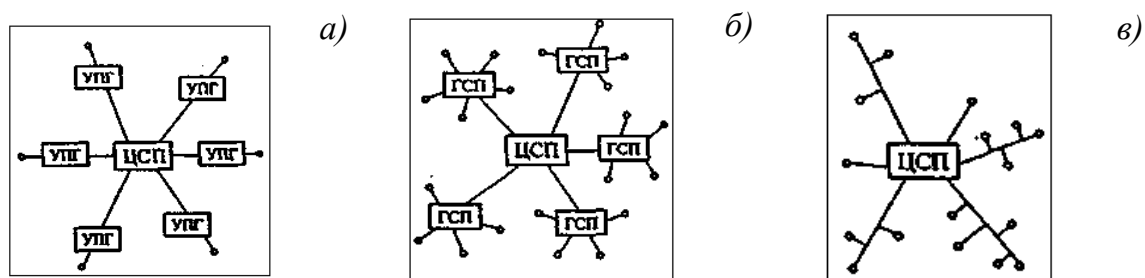


Рис. 3.33. Системы сбора газа на промыслах [5]:

а) индивидуальная; б) групповая; в) централизованная;

УПГ – установка подготовки газа; ГСП – групповой сборный пункт;

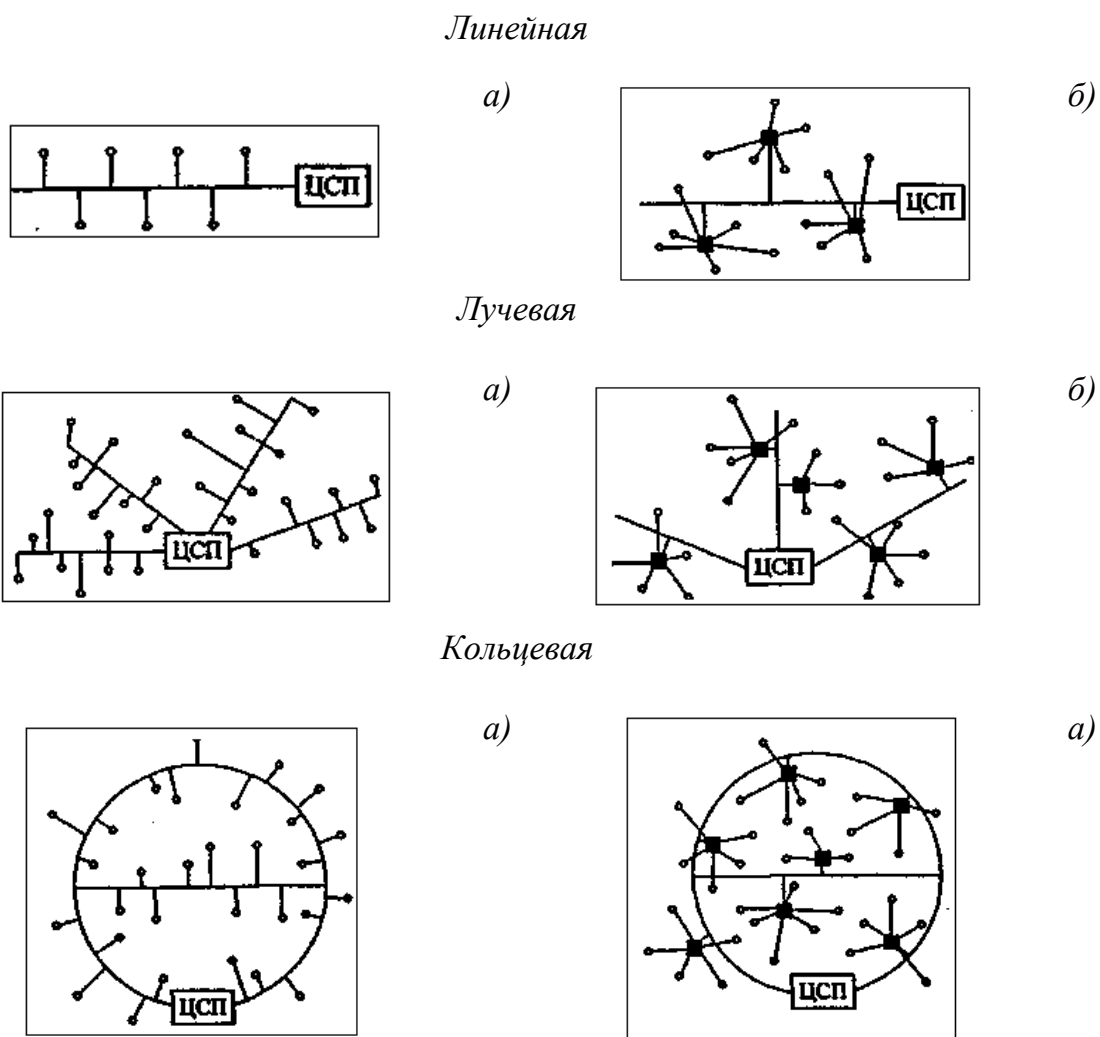
ЦСП – централизованный сборный пункт

По конфигурации трубопроводных коммуникаций различают бесколлекторные и коллекторные газосборные системы.

При бесколлекторной системе сбора газ (подготовленный или нет) поступает на ЦПС со скважин по индивидуальным линиям. В коллекторных газосборных системах отдельные скважины подключаются к коллекторам, а уже по ним газ поступает на ЦСП.

Различают *линейные*, *лучевые* и *кольцевые* коллекторные газосборные системы (рис. 3.34).

Линейная газосборная сеть состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений небольшим числом (2...3) рядов скважин. *Лучевая* газосборная сеть состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей. *Кольцевая* газосборная сеть представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий переемы. Кольцевая форма сети позволяет обеспечить бесперебойную подачу газа потребителям в случае выхода из строя одного из участков коллектора [5, 35, 36].



*Рис. 3.34. Формы коллекторной газосборной сети [5]:
Подключение скважин: а) индивидуальное; б) групповое*

3.3. Подготовка скважинной продукции нефтяных и нефтегазовых месторождений

Все этапы подготовки нефти включают в себя следующие процессы:

- *сепарация (дегазация);*
- *обезвоживание продукции;*
- *обессоливание;*
- *стабилизация нефти.*

3.3.1. Сепарация

В процессе подъема жидкости из скважин и транспорта ее до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды постепенно сни-

жается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается и обычно в несколько десятков, раз превышает объем жидкости. Поэтому при низких давлениях их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразными. Приходится осуществлять их отдельный сбор и хранение.

Процесс отделения газа от нефти называется *сепарацией*. Установки, в которых происходит отделение газа от жидкости называется *газовым сепаратором*. Газовые сепараторы предназначены для отделения газа от нефти, как без частичного ее обезвоживания, так и с использованием технологии, обеспечивающей непрерывность процессов отделения газа и воды [27].

В современных системах сбора нефти и газа сепараторами (рис. 3.35) оснащаются все блочные автоматизированные групповые замерные установки, дожимные насосные станции и центральные пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды.



Рис. 3.35. Классификация сепараторов по назначению

На блочных автоматизированных замерных установках отделение газа от нефти осуществляется только с целью отдельного измерения дебита скважин по жидкости и газу, поэтому такие сепараторы относят к замерным. После измерения нефть и газ снова смешиваются и подаются в общий нефтегазовый коллектор. Сепараторы, которыми оснащаются ДНС, УПСВ относятся к сепарирующим.

Часто отвод свободного газа от нефти осуществляется в нескольких местах. Каждый пункт вывода отсепарированного газа называется *ступенью сепарации газа*.

По технологическому назначению сепараторы можно классифицировать следующим образом:

- *сепараторы первой ступени сепарации – рассчитаны на максимальное содержание газа в потоке и высоком давлении сепарации;*
- *концевые сепараторы – применяются для окончательного отделения нефти от газа при минимальном давлении перед подачей товарной продукции в резервуары;*
- *сепараторы-делители потока – используются, когда необходимо разделить выходящую из них продукцию на потоки одинаковой массы;*

- *сепараторы с предварительным отбором газа: отдельный ввод жидкости и газа в аппарат увеличивает пропускную способность данных аппаратов по жидкости и газу.*

Многоступенчатая сепарация применяется для постепенного отвода свободного газа по мере снижения давления. Она применяется при высоких давлениях на устье скважин.

Нефтегазовую смесь из скважины направляют сначала в газосепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется основная масса газа. Этот газ может транспортироваться на большие расстояния под собственным давлением [5, 35, 36].

Из сепаратора высокого давления нефть поступает в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа. Таким образом, сепараторы можно классифицировать по величине давления (рис. 3.36).



Рис. 3.36. Классификация сепараторов по величине давления

Сепарация газа от нефти может происходить под влиянием гравитационных, инерционных сил и за счет селективной смачиваемости нефти. В зависимости от этого и различают гравитационную, инерционную и пленочную сепарации, а газосепараторы – *гравитационные, гидроциклонные и жалюзийные.*

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести. Газосепараторы, работающие на этом принципе, называются гравитационными.

Инерционная сепарация происходит при резких поворотах газонефтяного потока. В результате этого жидкость, как наиболее инерционная, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет свое направление. В результате происходит их разделение. На этом принципе построена работа гидроциклонного газосепаратора, осуществляемая подачей газонефтяной смеси в циклонную головку, в которой жидкость отбрасывается к внутренней поверхности и затем стекает вниз в нефтяное пространство газосепаратора, а газ движется по центру циклона.

Пленочная сепарация основана на явлении селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. При прохождении потока газа с некоторым содержанием нефти через жалюзийные насадки (каплеуловители) капли нефти, соприкасаясь с металлической поверхностью, смачивают ее и образуют на ней сплошную жидкостную пленку. Жидкость на этой пленке держится достаточно хорошо и при достижении определенной толщины начинает непрерывно стекать вниз. Это явление называется эффектом пленочной сепарации или *адгезией*. Жалюзийные сепараторы работают на этом принципе [35, 36].

Классификация сепараторов по геометрической форме представлена на рис. 3.37, а по расположению в пространстве на рис. 3.38.

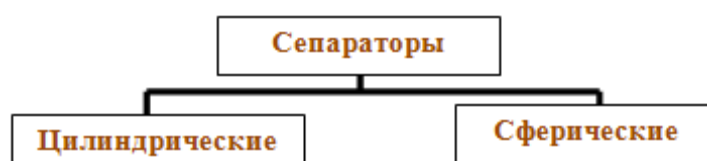


Рис. 3.37. Классификация сепараторов по геометрической форме



Рис. 3.38. Классификация сепараторов по расположению в пространстве

Вертикальный сепаратор представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическим днищем и работает следующим образом.

Нефтегазовая смесь под давлением поступает по патрубку 1 в раздаточный коллектор 2 со щелевым выходом (рис. 3.39). Регулятором давления 3 в сепараторе поддерживается определенное давление, которое меньше начального давления газожидкостной смеси. За счёт уменьшения давления из смеси в сепараторе выделяется растворённый газ. Поскольку этот процесс не является мгновенным, время пребывания смеси в сепараторе стремятся увеличить за счёт установки наклонных полок 6, по которым смесь стекает в нижнюю часть аппарата, при этом увеличивающие путь движения нефти.

Наклонные плоскости 6 снабжены различного рода преградами в виде порогов, препятствий, что облегчает выделение окклюдированных пузырьков газа, который поднимается вверх.

В верхней части сепаратора установлена жалюзийная каплеуловительная насадка 4, служащая для отделения капель нефти. Капли нефти, отбиваемые в жалюзийной насадке, стекают в поддон и по дренажной трубе 12 направляются в нижнюю часть сепаратора. За насадкой по ходу потока газа установлена перегородка с большим числом отверстий, выполненных по принципу пропуска равных расходов, выравнивающая скорость движения газа.

Контроль за уровнем нефти в нижней части сепаратора осуществляется с помощью регулятора уровня 8 и уровнемерного стекла 11. Шлам в виде песка, окалина и др. из аппарата удаляется по трубопроводу 9 [5].

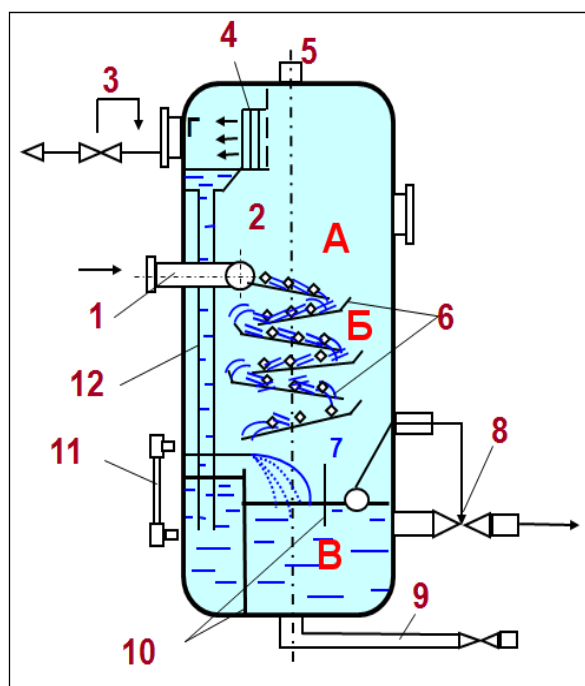


Рис. 3.39. Схемы вертикального сепаратора [5]:

- А* – основная сепарационная секция;
- Б* – осадительная секция;
- В* – секция сбора нефти;
- Г* – каплеотделения;
- 1* – патрубок ввода зазожидкостной смеси; *2* – раздаточный коллектор со щелевым выходом; *3* – регулятор давления "до себя" на линии отвода газа; *4* – жалюзийный каплеуловитель; *5* – предохранительный клапан; *6* – наклонные полки; *7* – поплавок; *8* – регулятор уровня на линии отвода нефти; *9* – линия сброса шлама; *10* – перегородки; *11* – уровнемерное стекло; *12* – дренажная труба

Горизонтальный сепаратор состоит из технологической ёмкости (рис. 3.40).

Внутри технологической ёмкости 1 расположены две наклонные плоскости 2, пеногаситель 3, влагоотделитель 5 и устройство для предотвращения образования воронки 7. Технологическая ёмкость снабжена патрубком 10 для ввода газонефтяной смеси, штуцерами выхода газа 4 и нефти 6 и люк-лазом 8 [5].

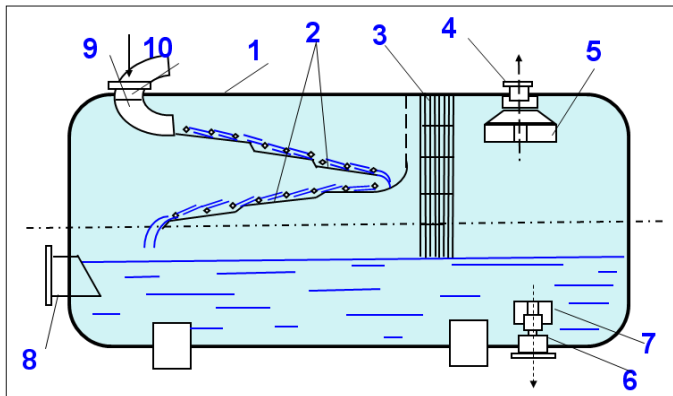


Рис. 3.40. Схема горизонтального сепаратора [5]:

- 1 – технологическая ёмкость;
- 2 – наклонные желоба;
- 3 – пеногаситель;
- 4 – выход газа;
- 5 – влагоотделитель;
- 6 – выход нефти;
- 7 – устройство для предотвращения образования воронки;
- 8 – люк-лаз;
- 9 – распределительное устройство;
- 10 – ввод продукции

Внешний вид горизонтального и вертикального сепараторов представлены на рис. 3.41.



а)



б)

Рис. 3.41. Горизонтальный (а) и вертикальный (б) сепараторы

Корпус горизонтального и вертикального сепараторов условно можно разделить на четыре зоны, расположенные вертикально сверху вниз:

- в горизонтальном сепараторе: 1 – зона предварительного разделения газа и жидкости до нижней кромки каплеуловителя; 2 – зона накопления жидкости и жидких пробок до верхнего предельного уровня жидкости; 3 – зона регулирования уровня жидкости до ее нижнего предельного уровня; 4 – «мертвая» зона до нижней точки обечайки в сепараторе;
- в вертикальном сепараторе: 1 – зона тонкой очистки газа до нижней кромки каплеуловителя; 2 – зона предварительного разделения жидкости и газа до ее верхнего предельного уровня; 3 – зона регулирования уровня жидкости; 4 – «мертвая» зона до нижней точки днища [39].

В соответствии с проведенными исследованиями коллективом авторов [39] установлено, что:

- *вертикальный нефтегазовый сепаратор совмещает функции последовательно используемых нефтегазового и газового сепараторов;*
- *при равной производительности по газу и жидкости вертикальный нефтегазовый сепаратор меньше горизонтального по массе в 2...4 раза и отличаются большей эффективностью.*

Классификация сепараторов по количеству отделяемых фаз представлена на рис. 3.42.

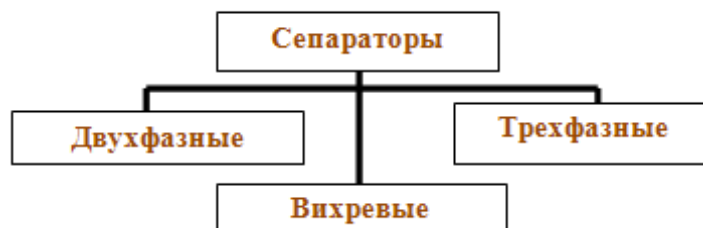


Рис. 3.42. Классификация сепараторов по количеству отделяемых фаз

Применение в системе подготовки скважинной продукции *двухфазных* сепараторов позволяет отделять газовую фазу от жидкой. *Трехфазные* сепараторы, помимо отделения газа от нефти, служат также для отделения и сброса свободной воды.

Опыт эксплуатации трехфазных сепараторов на нефтяных месторождениях показывает, что существует необходимость создания унифицированного ряда аппаратов, принципиально отличающихся от конструктивного в зависимости от физико-химических параметров сырья (плотности, вязкости, температуры входящего потока), при сохранении высокого качества сбрасываемой воды. Так, для легкой и средней маловязкой нефти в ООО НП «Контэкс» (г. Самара) разработан эффективный высокопроизводительный трехфазный сепаратор, способный при естественной температуре сырья, кроме глубокой дегазации нефти, обеспечить сброс свободной воды с минимальным содержанием нефтепродуктов (10...30 мг/л). Для тяжелой нефти создан трехфазный сепаратор другой модификации, способный сепарировать нефть и частично обезвоживать нефть плотностью более 850 кг/м³.

Для глубокого обезвоживания продукции скважин с большим газосодержанием или после ее нагрева разработан трехфазный сепаратор, который сочетает систему гидростатического распределения потока и высокоэффективный сепарационный отсек. Для высокообводненной нефти любого типа разработан и изготавливается концевой делитель фаз, в котором объединены лучшие технологические решения, применяемые в трехфазных сепараторах (рис. 3.43) [31].

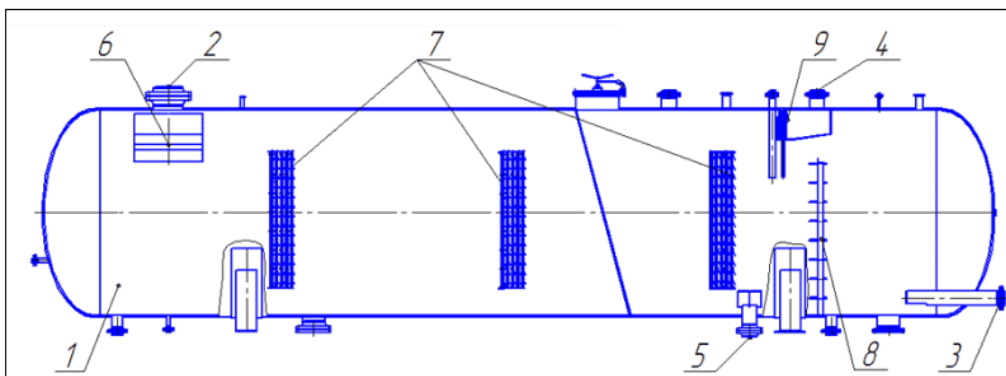


Рис. 3.43. Сепаратор трехфазный ТФСК – Л [40]:

1 – корпус; 2 – ввод эмульсии; 3 – вывод нефти; 4 – вывод газа;
 5 – вывод воды; 6 – устройство приема газожидкостной смеси; 7 – распределительно – коалесцирующее устройство; 8 – переточная перегородка;
 9 – устройство улавливания капельной жидкости

Примеры трехфазных сепараторов представлены на рис. 3.44.



Рис. 3.44. Трехфазные сепараторы [40]

Вихревые газосепараторы. Эти газосепараторы, разработанные ООО НП «Контэкс», предназначены для очистки газа от взвешенных частиц мелкодисперсной, капельной и пленочной жидкости и жидкостных пробок. Сепаратор имеет три зоны сепарации. *Первая зона сепарации* предназначена для выделения основной массы жидкости. Газожидкостная смесь подводится в аппарат через тангенциальный патрубок, расположенный в верхней его части. Капли жидкости отбрасываются центробежной силой на стенку корпуса сепаратора и под давлением гравитационных сил по ходу вращения газового потока по нисходящей спирали транспортируются через кольцевую щель к сливному патрубку. *Вторая зона сепарации* служит для выделения мелкодисперсной жидкости. Мелкодисперсная жидкость, не осевшая на корпусе, попадает на наружную поверхность пластин и транспортируется газовым потоком через входные щели на внутреннюю поверхность пластин с последующим удалением из аппарата через сливной патрубок. *Третья зона сепарации*

рации необходима для отделения остатков мелкодисперсной жидкости [31].

Современные тенденции развития науки и техники в области сбора подготовки и транспорта скважинной продукции позволяют постоянно совершенствовать существующее технологическое оборудование. Так, например Музинов и Шамшаев [41], предлагают способ дегазации нефти в сепараторе первой ступени с помощью акустических четвертьволновых резонаторов, размещенных внутри входного патрубка буллита по окружности.

Акустические четвертьволновые резонаторы преобразуют технологические шумы работы оборудования в ультразвук. Для более надежного создания технологического шума предлагается за акустическими четвертьволновыми резонаторами внутри входного патрубка разместить диафрагму, для создания низкочастотного звука, возникающего при срыве турбулентных вихрей после диафрагмы.

Во входном патрубке происходят трансформация низкочастотного звука в область ультразвука и формирование звукового поля стоячих волн в ультразвуковом диапазоне частот.

Под действием ультразвукового поля стоячих волн происходит коагуляция газовых пузырьков с последующей дегазацией нефтегазовой смеси.

Схема патрубка с акустическими четвертьволновыми резонаторами и диафрагмой представлена на рис. 3.45. Схема сепаратора с патрубком для дегазации представлена на рис. 3.46.

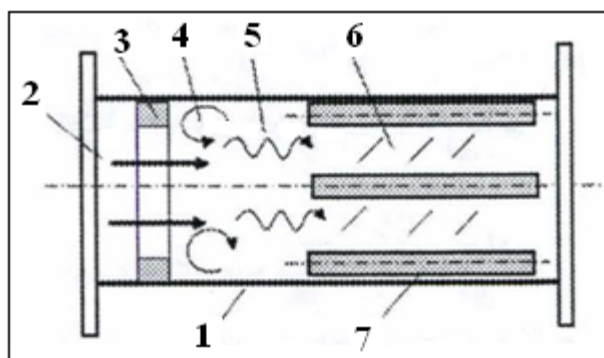


Рис. 3.45. Схема патрубка с акустическими четвертьволновыми резонаторами и диафрагмой [41]:

1 – входной патрубок; 2 – поток нефтегазовой смеси; 3 – диафрагма; 4 – турбулентные вихри; 5 – звук, возникающий при срыве вихрей с диафрагмы; 6 – звуковое поле стоячих волн; 7 – акустические четвертьволновые резонаторы

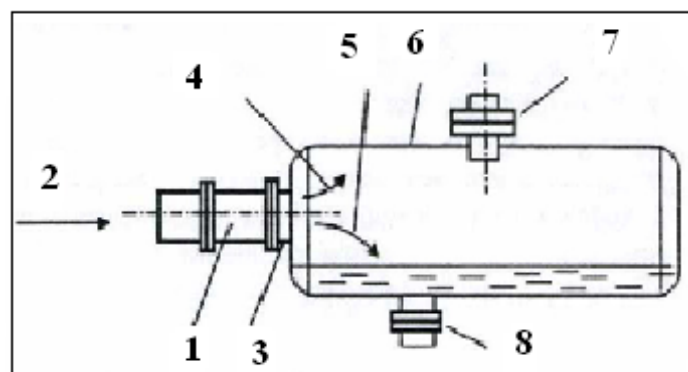


Рис. 3.46. Схема сепаратора с патрубком для дегазации [41]:

1 – входной патрубок с акустическими четвертьволновыми резонаторами и диафрагмой; 2 – направление потока нефтегазоводяной смеси; 3 – входной штуцер; 4 – отсепарированный газ; 5 – дегазированная нефть; 6 – нефтегазовый сепаратор; 7 – выходной газовый штуцер; 8 – штуцер для выхода нефти

В качестве другого подхода к процессу сепарации скважинной продукции нефтяных и нефтегазовых месторождений можно применить установки типа БАС или их аналоги, если это конечно оправдано как с технической стороны, так и с экономической.

Установка сброса пластовой воды БАС -1 работает следующим образом нефть, газ и пластовая вода по сборному коллектору поступают через распределитель потока в серединный отсек, где происходит разделение нефти газа и воды. Для интенсификации указанного механизма к сборному коллектору подводится насос, подающий поверхностно активное вещество. Водоразделительный отсек от сепарационного отделен перегородкой. Совместное течение нефтяной эмульсии, растворенного газа и воды с поверхностно активными веществами в сепарационном отсеке создает благоприятные условия для разрушения этой эмульсии. Обезвоженная нефть через перегородку поступает в нефтяной отсек, а через него на прием насоса, который подаёт её на установку подготовки нефти. Отделившаяся от нефти вода через расходомер воды сбрасывается за пределы БАС в резервуар отстойник. Если не требуется специальной подготовки воды, то она может транспортировать до блочной кустовой насосной станции для закачки в нагнетательные скважины.

Уровень воды и нефти в БАС поддерживается в определенных пределах с помощью межфазного уровнемера или регулятора прямого действия. Необходимый перепад давления в газовой отсеке, поддерживает регулятор уровня, который воздействуя на заслонку устанавливается на

газоотводной линии. Количество газа выходящего из БАС измеряется уровнемерами.

3.3.2. Отделение воды от нефти

На разных стадиях разработки нефтяных месторождений содержание воды в нефти может быть различным: в начальной стадии может добываться практически безводная нефть, затем количество воды в добываемой нефти постепенно увеличивается и на конечных стадиях разработки месторождения может достигать 90% и более.

Вода в нефти появляется вследствие поступления к забою скважины подстилающей воды или воды, закачиваемой в пласт с целью поддержания давления. При движении нефти, и пластовой воды по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам происходит их взаимное перемешивание, а в результате перемешивания дробление. Процесс дробления одной жидкости в другой называют *диспергированием*. В результате диспергирования одной жидкости в другой образуются *эмульсии*.

Под эмульсией понимают такую смесь двух взаимно не растворимых (или очень мало растворимых) жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капелек (глобул). *Диспергированную* жидкость называют внутренней, или дисперсной фазой, а жидкость, в которой она находится, – *дисперсионной*, или внешней средой.

Нефтяные эмульсии бывают двух типов: *вода в нефти* и *нефть в воде*. Почти все эмульсии, встречающиеся при добыче нефти, являются эмульсиями типа вода в нефти. Содержание пластовой воды в таких эмульсиях колеблется в широких пределах: от десятых долей процента до 90% и более. Эмульсии типа нефть в воде (в пластовой воде диспергированы капельки нефти), встречающиеся в нефтепромысловой практике значительно реже, обычно содержат менее 1 % нефти (в среднем 1000 мг/л).

По цвету эмульсии, возможно, предварительно оценить примерное содержание в ней воды:

- *эмульсии, содержащие до 10 % воды, по цвету не отличаются от безводной нефти;*
- *эмульсии, содержащие 15...20 % воды, имеют цвет от коричневого до желтого;*
- *эмульсии содержащие более 25 % воды – желтые.*

Нефтяные эмульсии можно классифицировать по диаметру диспергированных частиц (рис. 3.47).

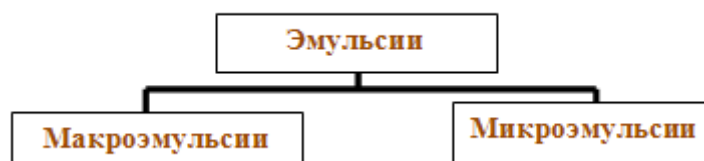


Рис. 3.47. Классификация эмульсий по размерам диспергированных частиц

Микроэмульсии:

- диаметр диспергированных частиц меньше 20 нм;
- термодинамически устойчивые;
- прозрачные.

Макроэмульсии:

- диаметр больше 20 нм;
- непрозрачные;
- неустойчивые .

Для образования эмульсии недостаточно только перемешивания двух несмешивающихся жидкостей, необходимо наличие в нефти особых веществ – природных эмульгаторов. Такие природные эмульгаторы в том или ином количестве всегда содержатся в пластовой нефти. К ним относятся асфальтены, смолы, нефтерастворимые органические кислоты и другие мельчайшие механические примеси, как ил и глина.

В процессе перемешивания нефти с пластовой водой и образования мелких капелек воды частицы эмульгирующего вещества на поверхности этих капелек образуют пленку (оболочку), препятствующую слиянию капелек. На рис. 3.48 схематически изображена такая пленка на поверхности глобулы воды.

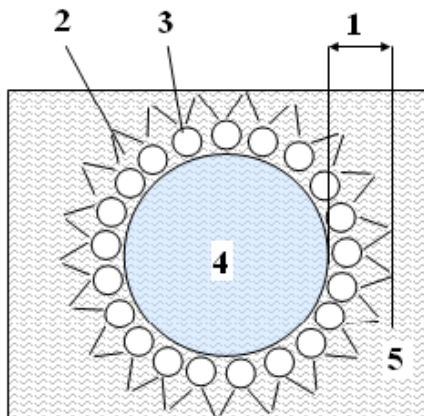


Рис 3.48. Схематичное изображение пленки на поверхности глобул воды:

1 – толщина пленки; 2 и 3 – эмульгирующие вещества;
4 – капля воды; 5 – нефть

С явлением образования пленки на поверхности глобулы воды связывают процесс «старения» эмульсии. Под процессом старения понимают упрочнение пленки эмульгатора с течением времени.

В зависимости от размера капелек воды и степени старения нефтяные эмульсии разделяются на три вида:

- *легкорасслаивающиеся;*
- *средней стойкости;*
- *стойкие.*

На свойства поверхности раздела фаз сильное влияние оказывают растворенные и диспергированные в пластовой воде вещества, а также температура среды.

Первичное отделение воды происходит при сепарации скважинной продукции, а дальнейшее обезвоживание происходит на специализированных установках (отстойниках и т.д.).

Для разрушения эмульсий применяются следующие методы:

- *отстаивание;*
- *использование химических реагентов;*
- *электрическое воздействие;*
- *микроволновое воздействие;*
- *гравитационное холодное разделение;*
- *внутритрубная деэмульсация;*
- *термическое воздействие;*
- *термохимическое воздействие;*
- *фильтрация;*
- *разделение в поле центробежных сил.*

Отстаивание. Обезвоживание нефти (рис. 3.49) может осуществляться по пути предварительного обезвоживания нефти и глубокого обезвоживания нефти. При предварительном обезвоживании централизованный сброс осуществляется на ДНС, УПСВ и предшествует непосредственно установкам подготовки нефти. Глубокое обезвоживание нефти осуществляется при комплексной подготовке нефти до товарных качеств.

Для уменьшения коррозии трубопроводов и повышения производительности установок подготовки нефти применяется предварительный сброс пластовой воды. В настоящее время имеются два типа аппаратов, применяемых для предварительного сброса воды (рис. 3.50).



Рис. 3.49. Обезвоживание нефти



Рис. 3.50. Предварительный сброс воды

Отстойники периодического действия используются сырьевые резервуары, аналогичные резервуарам для хранения нефти. После заполнения таких резервуаров сырой нефтью вода осаждается в их нижнюю часть.

Отстойники непрерывного действия, в которых отделение воды осуществляется при непрерывном прохождении обрабатываемой смеси через отстойник. Отстойники нефти представлены на рис. 3.51. Они позволяют производить обезвоживание до 15 % содержания свободной воды.

В настоящее время аппараты *периодического действия*, применяемые для предварительного сброса воды, представлены вертикальными стальными резервуарами (РВС) емкостью от 1000 до 5000 м³.

Вертикальные резервуары специально оборудуются распределительными гребенками ввода жидкости, размещаемыми на высоте 1,5 м от днища резервуара. Вывод воды осуществляется через гидрозатвор, позволяющий автоматически, без специальных средств регулирования, поддерживать в резервуаре постоянный уровень жидкости, необходимый для ведения процесса (рис. 3.52).

По нижней образующей маточника имеются отверстия. Нефть (эмульсия) через отверстия направляется вниз, затем всплывает в слое воды, высота которого поддерживается в пределах 3...4 м. Уровень воды поддерживается с помощью гидрозатвора, высота которого обычно принимается равной 0,9 высоты резервуара [5].



Рис. 3.51. Отстойники нефти периодического действия

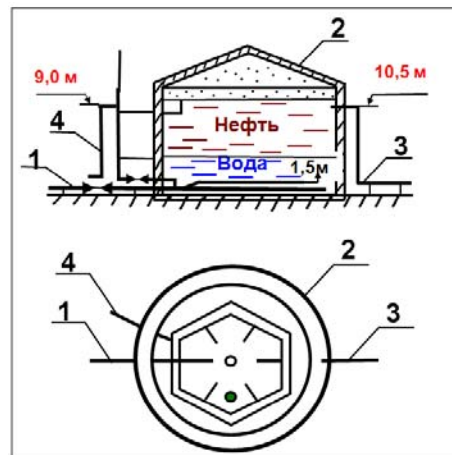


Рис. 3.52. Резервуар УПСВ:
1 – подводящая труба; 2 – маточник;
3 – отводящая труба;
4 – гидрозатвор

Технологические резервуары работают транзитом. Сброс отделившейся воды и отбор обезвоженной нефти осуществляется непрерывно, то есть уровень жидкости при этом не изменяется, нет потерь от больших дыханий резервуара.

Предварительный сброс воды в вертикальном резервуаре получил широкое распространение. В Татарии по данным испытания РВС–2000 и РВС–5000 для сброса воды при обводненности поступающей нефти 20...55 % получены следующие данные по производительности жидкости одного аппарата предварительного сброса:

- РВС–5000 до 10000 т/сут;
- РВС–2000 до 5000 т/сут;

что соответствует времени пребывания жидкости в аппарате 6...7 часов.

Повышение загрузки аппарата выше этих пределов ведет к увеличению содержания нефти в сбрасываемой (дренажной) воде.

На промыслах, где строительство резервуара не предусмотрено проектами, сброс воды может осуществляться из горизонтальных отстойников, работающих под давлением.

Отстойники *непрерывного действия* (рис. 3.53) в основном представлены горизонтальными цилиндрическими емкостями, которые также оборудуются распределительной гребенкой ввода жидкости. Кроме того, они снабжены специальными и, кстати сказать, дорогостоящими средствами регулирования для поддержания постоянных уровней дренажной воды и нефти [5].

Корпус аппарата непрерывного действия оборудован поперечными перегородками, открытыми снизу для движения воды, а сверху – для движения газа и нефти, причем верхние края перегородок образуют ступеньки, т.е. нефть переливается через каждую перегородку.

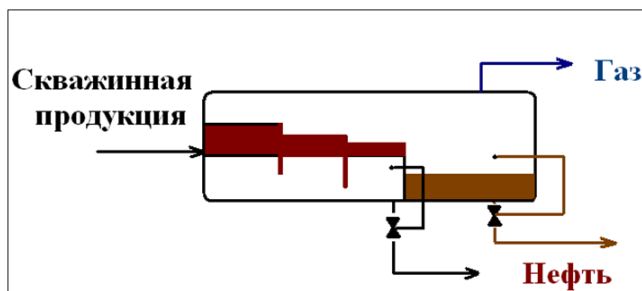


Рис. 3.53. Схема отстойника непрерывного действия [5]

При переливе нефти через край перегородок происходит интенсивное отделение газа и воды от нефти, нефть многократно отбирается с тонкого верхнего слоя. При этом достигается очищение нефти от воды, а воды от нефти.

Наиболее широко известны две конструкции установок предварительного сброса воды на базе буллитов:

- блочная автоматизированная сепарационная установка с предварительным сбросом воды БАС–1;
- блочные автоматизированные установки для оперативного учета, сепарации и предварительного обезвоживания нефти УПС–2000/6, УПС–3000/6, ОГ–200П, АСП–6300/6, СПОН.

Конструкция аппаратов должна исключать турбулизацию потока и перемешивание фаз.

ОГ–200П устанавливается после сепаратора нефти. Предназначен для расслоения водонефтяных эмульсий, обработанных деэмульгатором [5]. Представляет собой цилиндрическую емкость (рис. 3.54).

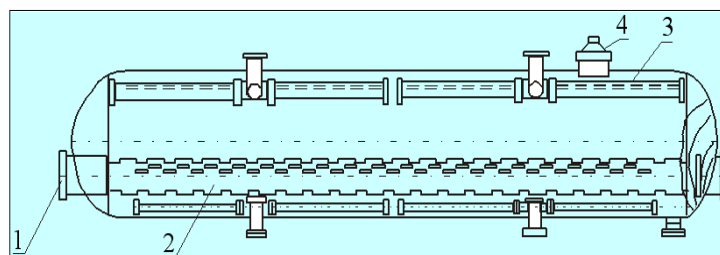


Рис. 3.54. Технологическая схема аппарата ОГ – 200П для предварительного-разделения нефти и пластовой воды производитель ОАО «САЛАВАТНЕФТЕМАШ», г. Салават [42]:

1 – патрубок ввода эмульсии; 2 – распределитель эмульсии: труба $\varnothing 700$ мм, 64 ряда отверстий, в ряду 285 отверстий, продольный вырез: ширина 6 мм, длина 60 мм; 3 – трубы для вывода обезвоженной нефти; 4 – вывод газа

Эффективность разделения достигается благодаря использованию: тепла, ПАВ, промывки через слой воды и промежуточному слою, играющему роль своеобразного фильтра.

Промежуточный слой образуется из-за того, что крупные капли нефти несут мельчайшие капельки воды (множественная эмульсия). Капля нефти на границе раздела фаз «вода-нефть» коалесцирует со слоем нефти, а капли воды остаются на поверхности раздела.

Из-за малого диаметра скорость оседания таких капель чрезвычайно мала (закон Стокса). Они могут накапливаться на границе раздела и иногда, если высота этого слоя больше допустимых пределов, даже нарушать работу отстойника. Но роль этого слоя в замедлении скорости движения капель нефти, что способствует коалесценции капель воды [5].

Гидростатические отстойники типа БУОН. Аппарат обезвоживания нефти БУОН представляет собой отстойник с вертикальным движением потоков нефти и воды, когда ввод эмульсии осуществляется в слой дренажной воды. Отстойник рассчитан на работу под внутренним избыточным давлением. Аппарат обеспечивает эффективное разделение эмульсии в промежуточном слое, представляющем собой «кипящий» коалесцирующий фильтр. Высота его зависит от обводненности сырья, температуры, качества обработки деэмульгатором и производительности. Повышение эффективности использования промежуточного слоя в качестве коалесцирующей «насадки» достигается применением систем гидростатического распределения потока, что позволяет улучшить разделение фаз нефтяных эмульсии в отстойнике.

Аппарат БУОН (рис. 3.55) предназначен для предварительного обезвоживания, глубокого обезвоживания нефти и обессоливания нефти. За счет устройства гидростатического распределения и коалесценции эффективность отстоя эмульсии существенно повышается. При этом температура технологического процесса может быть снижена на 8...10 °С [31].

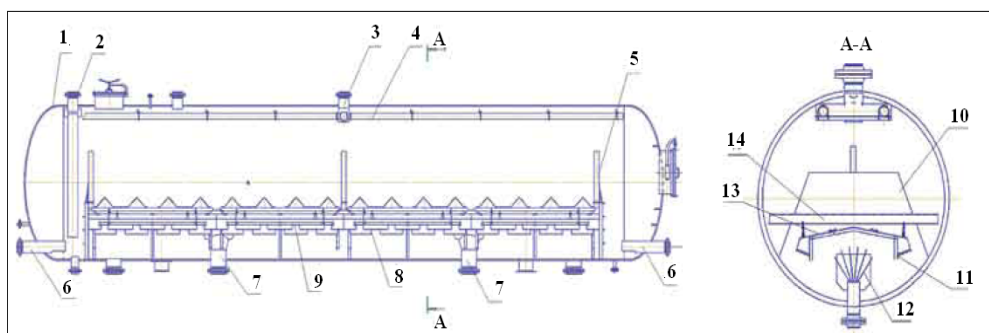


Рис. 3.55. Отстойник типа БУОН [40]

Отстойник БУОН имеет корпус со штуцерами ввода эмульсии 7, штуцером вывода нефти 3, к которому подсоединен маточник с перфорированными патрубками 4 и штуцерами вывода воды 6 с торцов аппарата, а также со штуцером регулятора раздела фаз 2. Для уменьшения объема застойных зон и равномерного распределения обезвоженной нефти по поверхности раздела фаз внутри корпуса вдоль его оси установлен короб 13 с продольными перегородками. В нижней части боковых стенок короба и перегородок 11 выполнены окна (соответственно 8 и 9). Над окнами 9 короба 13 расположена система распределительных лотков 14. Лотки выполнены в виде уголков и установлены на подвижных балках, расположенных вдоль стенок корпуса с возможностью вертикального перемещения, что позволяет регулировать горизонтальность установки лотков в аппарате перед его вводом в эксплуатацию. Эти технические решения обеспечили также снижение скорости входа обезвоженной нефти в промежуточный слой. Так, в отстойнике объемом 200 м³ расстояние между лотками составляет 45 см, их число равно 40, а расстояние от переливных кромок лотка до разделителя фаз – около 10...20 см. При этом через кромку лотка длиной 3 м теоретически перетекает до 10 л/сут нефти при производительности аппарата 6300 м³/сут. Для предупреждения влияния свободного газа на процессы обезвоживания нефти в промежуточном слое крышка короба 13 выполнена выпуклой и состоит из двух подъемных створок. Это обеспечивает доступ к стенкам емкости при исследовании состояния аппарата в процессе его эксплуатации. Для выхода газа из-под короба 13 на его торцевых стенках 10 имеются окна, сообщаются с патрубками 5. Кроме того, в штуцере вывода нефти 3 установлено местное сопротивление, изготовленное в виде конической втулки, обращенной вверх меньшим основанием. В стенках штуцера 3 сделаны отверстия над кромкой основания конической втулки. С целью снижения скорости ввода эмульсии ее подача в аппарат рассредоточена путем установки двух или трех штуцеров (аппарат емкостью соответственно 100 и 200 м³). При этом на штуцерах ввода эмульсии 7 установлены пакеты пластин 12, разделяющие с расширением поток эмульсии на равновеликие части для снижения скорости ввода ее по короб 13. последний снабжен системой регулирования высоты окон 9 и горизонтальности распределительных лотков 14.

Согласно исследованиям [31] после отстойников БУОН количество агрегативно устойчивой эмульсии в нефти снижается на 2,3...8,5%, что повышает эффективность работы последующей ступени – обессоливания нефти. Это обусловлено особенностями конструкции гидростатического распределителя, которая предусматривает не только рассредото-

чение и равномерное распределение эмульсии по всей межфазной поверхности, но и коалесцентную подготовку эмульсии к разделению в результате многократной смены направления движения потоков и создания в них локальных возмущений непосредственно в водной зоне, что обеспечивается устройством в коробе специальных перегородок и ребер. Это конструктивно-технологическое решение применено впервые в отстойных аппаратах.

Внешний вид отстойника типа БУОН представлен на рис. 3.56.



Рис. 3.56. Внешний вид отстойника БУОН [40]

Специалистами Украинского нефтегазового института [43] проведена значительная работа по совершенствованию технологии и оснащению установок предварительного сброса комплексом технических средств, обеспечивающих их работу в автоматическом режиме.

Технологическая схема обвязки установки предварительного сброса представлена на рис. 3.57.

Продукции скважин под устьевым давлением поступают в горизонтальную емкость (буллит), где осуществляется ее разделение на нефть, растворенный газ и пластовую воду. Для ускорения разрушения водонефтяной эмульсии, улучшение сепарации нефти, а также предотвращения попадания нефти в образующиеся воронки при заборе воды, конец входного в установку предварительного сброса патрубка и патрубка для забора отделившейся воды оборудуются перфорированными трубчатыми маточниками.

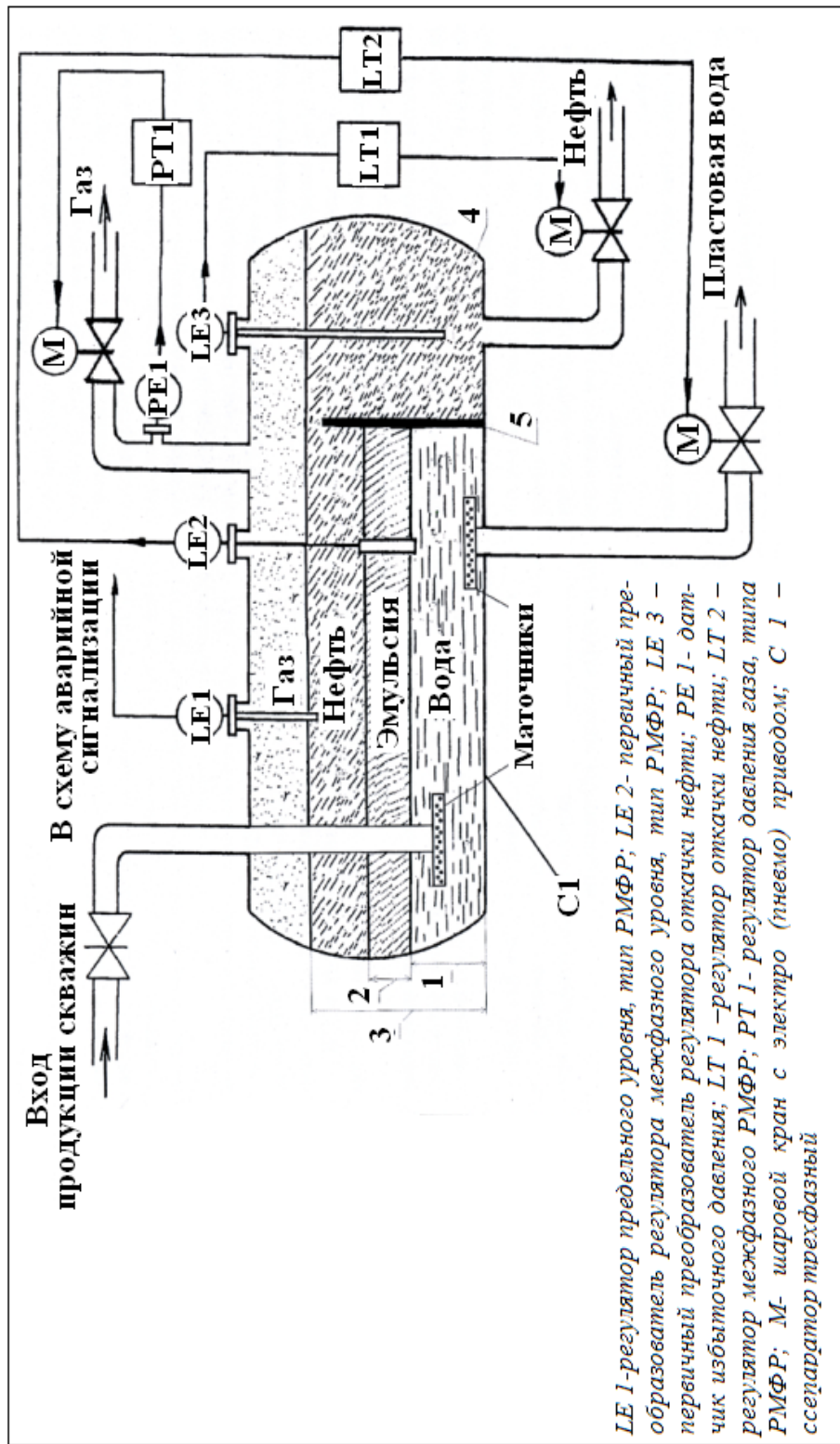


Рис. 3.57. Технологическая схема обустройства установок предварительного сброса [43]:
 1 – водяная подушка; 2 – свободная пластовая вода для слива и эмульсия; 3 – нефтяная зона, высота регулируется верхним уровнем автомата откачки для запуска насоса; 4 – нижний уровень автомата откачки; 5 – перегородка

Частично обезвоженная (до 20 % воды) нефть через перегородку поступает в меньший отсек, откуда насосом автоматически откачивается на установки подготовки нефти для окончательного обезвоживания. Для улучшения работы по частичному отделению воды в нее может подаваться деэмульгатор. Отделившийся на установке предварительного сброса растворенный в нефти газ поступает в систему газосбора или частично используется на собственные нужды промыслов.

Установка предварительного сброса может устанавливаться непосредственно на месторождениях (ЗУ, ДНС) или на установках подготовки нефти. Тип установки предварительного сброса выбирается в зависимости от количества поступающих жидкости и газа и величины давления на входе.

Для обеспечения работы установки предварительного сброса в автоматическом режиме, она оснащается:

- *регулятором межфазного уровня “пластовая вода – водонефтяная эмульсия”, который управляет шаровым краном на трубопроводе забора пластовой воды;*
- *регулятором предельного уровня для аварийной сигнализации оператору о превышении уровня жидкости в емкости и одновременного открытия крана на трубопроводе забора нефти;*
- *при необходимости, индикатором наличия нефти в сбрасываемой воде с блокировкой шарового крана на трубопроводе воды;*
- *автоматом откачки частично обезвоженной продукции с меньшего отсека емкости, управляющим шаровым краном на нефтяной линии и насосом откачки;*
- *регулятором давления для поддержания заданного давления в аппарате с помощью шарового крана на газовой линии;*
- *исполнительными механизмами – шаровыми кранами с электрическим или пневмоприводом.*

Десятилетний опыт эксплуатации установки предварительного сброса, оборудованных по описанной схеме, позволяет сделать вывод о высокой эффективности технологии и надежности технических средств контроля и управления процессов разделения продукции скважин на составляющие продукты.

Технические характеристики отстойников представлены в табл. 3.7.

Использование химических реагентов. Действие химических реагентов (деэмульгаторов) направлено на реализацию второго (основного) этапа. При этом проявляются свойства поверхностно-активных веществ.

Таблица 3.7

Техническая характеристика отстойников

Тип установки	Производительность по жидкости, т/сут.	Обводненность продукции, %		Макс. Рабочее давление, кгс/см ²	Объем ёмкости, м ³
		поступающей	выходящей		
БАС-1	2500	≥30	≤20	6	100
УПС-2000/6	2000	до 90	до 30	5	100
УПС-3000/6	3000	до 90	до 30	6	200
ОГ-200П	10000	>30	≤10	6	200
Рабочая температура – 15–50 °С					

Устойчивость нефтяных эмульсий определяется образованием на поверхности капель дисперсной фазы абсорбционных оболочек с высокой структурной вязкостью. К веществам, способным образовывать такие оболочки в эмульсиях типа вода в нефти, относятся смолы, асфальтены, высокоплавкие парафины и т. д.

Для того чтобы осуществить процесс расслоения устойчивой нефтяной эмульсии, необходимо устранить структурно-механический барьер на поверхности капель со стороны дисперсионной среды. Разрушить такой барьер можно только введением в систему поверхностно-активных веществ (ПАВ), именуемых реагентами-деэмульгаторами.

При введении реагента-деэмульгатора в нефтяную эмульсию на границе раздела фаз нефть – вода протекают следующие процессы. Молекулы реагента-деэмульгатора, обладая большей активностью, чем природные стабилизаторы нефтяных эмульсий, вытесняют последние с границы раздела фаз нефть – вода. Образующиеся на их месте абсорбционные слои из молекул деэмульгатора практически не обладают заметными структурно-механическими свойствами, что создает возможность для коалесценции капель воды при их контакте друг с другом.

Адсорбция молекул реагента-деэмульгатора на поверхности капель снижает межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода, что улучшает при дополнительном воздействии на капли, их взаимное слияние.

Реагенты-деэмульгаторы, используемые для разрушения нефтяных эмульсий, подразделяют на две группы: *ионогенные* и *неионогенные*. Ионогенные деэмульгаторы в водных растворах диссоциируют на ионы. В зависимости от того, какие ионы (анионы или катионы) являются поверхностно-активными, ионогенные деэмульгаторы подразделяются на

анионактивные и катионактивные. Неионогенные деэмульгаторы не диссоциируют на ионы в водных растворах [35, 36].

Процесс разрушения нефтяной эмульсии деэмульгатором зависит от ряда факторов:

- *компонентного состава и свойств защитных оболочек природных эмульгаторов нефтяных эмульсий;*
- *типа, коллоидно-химических свойств и удельного расхода применяемого деэмульгатора;*
- *температуры, интенсивности и времени перемешивания нефтяных эмульсий с реагентом и других факторов.*

Производственными показателями эффективности деэмульгатора являются:

- *расход;*
- *качество подготовленной нефти: содержание остаточных хлористых солей, воды и механических примесей;*
- *минимальная температура и продолжительность отстоя нефти;*
- *качество деэмульгированной воды, то есть содержание в ней нефти.*

Дозирование деэмульгатора производится из небольшого дозирочного насоса и бачка с чистым реагентом. Специальных устройств для смешения в виде лабиринтов в трубах или смесительных соединений не требуется – за счет турбулентности потока до поступления смеси на установку достигается ее хорошее перемешивание.

Коллектив автор работы [44] предлагает принципиально новый подход к смешению эмульсии с реагентом, а именно применения в качестве смесителя роторно-пульсационно-акустического аппарата. Такие аппараты предназначены для интенсификации процесса смешения, растворения, гомогенизации, диспергирования. Это лопаточная машина с плохообтекаемыми лопатками, в которой концентричные (коаксиальные) ряды плохообтекаемых лопаток ротора (вращающийся элемент аппарата) чередуются в радиальном направлении с рядами плохообтекаемых лопаток статора (неподвижные элементы аппарата). Диск ротора выполнен из титановых сплавов, которые обладают высокими акустическими свойствами, и совершает веерные, зонтичные или комбинированные колебания различной формы, частоты и интенсивности.

Результаты свидетельствуют, что эмульсии разрушаются на 60...100 % после пребывания в аппарате даже в отсутствие деэмульгаторов. Видимо, при столкновении глобул воды в действующем аппарате разрушается бронирующий слой из природных эмульгаторов и проис-

ходит укрупнение глобул воды, которые сразу же отделяются от нефти водной фазой при сливе нефтяной системы из аппарата.

Включение в технологию обработки эмульсии роторно-пульсационно-акустического аппарата позволяет существенно понизить расход реагентов – деэмульгаторов 30...50 г/т, и при этом повышается глубина обезвоживания нефти.

Сравнительные результаты [45] деэмульгирующей эффективности реагентов нефтяной эмульсии (обводненность 30 %) представлены в табл. 3.8. По результатам лабораторных исследований из реагентов марки СНПХ, испытанных на водонефтяных эмульсиях НГДУ «Ямашнефть», наиболее эффективен деэмульгатор СНПХ-4315 Д. Из табл. 3.8. видно, что СНПХ-4315 Д сопоставим по эффективности с реагентом LML-4312, превосходит «Реапон – ИК-1» и при времени отстоя 1 ч и температуре + 5 °С обеспечивает содержание остаточной воды в нефти не более 5 %, что соответствует требованиям технического регламента по предварительной подготовки нефти на УПСВ и ДНС.

Таблица 3.8

Сравнительные результаты применения деэмульгаторов различных марок

Реагент	Отстой, %, при температуре, °С								Эффективность, %
	5 °С			20 °С					
	30 мин	60 мин	90 мин	120 мин	150 мин	180 мин	240 мин	360 мин	
СНПХ-4480	12	16	20	22	23	24	24	24	80
СНПХ-4870	13	20	21	21	23	24	24	24	80
СНПХ-4315Д	21	25	25	26	28	29	29	29	97
LML-4312	24	26	26	26	28	29	29	29	97
Реапон ИК-1	12	18	20	20	21	21	21	21	71

Исследования ТатНИПИнефти [46] установлено что, с введением деэмульгатора в добываемую водонефтяную эмульсию начинается процесс внутритрубной деэмульсации. При этом в результате выделения водной фазы в трубопроводах системы сбора нефти возникают процессы отложения различных осадков, в том числе комплексных (соли с механическими примесями и сульфидом железа). Под слоем осадков создаются благоприятные условия для развития и роста колоний сульфат-

восстанавливающих бактерий, которые способствуют образованию сероводорода и локальному коррозионному разрушению стали трубопровода. В связи с этим наряду с системой раннего введения деэмульгаторов необходимо создавать систему введения ингибиторов коррозии в добываемую продукцию скважин. Первоочередным и важным фактором для осуществления нормального технологического процесса подготовки нефти и воды является подбор совместимых марок деэмульгаторов ингибиторов коррозии. В противном случае нарушается процесс деэмульсации, повышается остаточное количество пластовой воды в нефти, откачиваемой с установок предварительного сброса, снижается качество утилизируемой пластовой воды.

В связи с этим, по данным [47], на многих месторождениях ОАО «АНК «Башнефть» для комплексной подготовки нефти и пластовой воды на УПСВ отдается предпочтение применению в системе сбора химическим реагентам *бинарного действия*, обладающих одновременно деэмульгирующими и ингибирующими свойствами. При применении таких реагентов полностью исключается проблема подбора совместимых деэмульгаторов и ингибиторов коррозии. К реагентам, обладающим бинарными свойствами, относятся, например, «Реапон ИФ», «Реапон ИК», разработанные и выпускаемые в АО «Напор» (г. Казань). Кроме деэмульгирующих и ингибирующих свойств, они обладают бактерицидным действием при концентрации в пластовой воде 350...450 мг/дм³.

Современные тенденции развития науки и техники позволили предложить принципиально новый способ обработки нефти деэмульгатором [48], а именно ступенчатую обработку нефти. Так экспериментальные данные свидетельствуют, что расход деэмульгатора может уменьшиться на 25 % и более.

Общий вид кавитационно-ультразвукового диспергатора (смесителя деэмульгатора с водонефтяной эмульсией) показан на рис. 3.58.

Принцип работы смесителя заключается в следующем. Деэмульгатор и водонефтяная эмульсия, (взятые в соотношении 1:20...80), поступают в смеситель, где под действием псевдосжижения насадки смесителя конфузора интенсивно перемешиваются. Затем смесь поступает в конфузор и далее в горловину и диффузор. При выходе из горловины с высокой скоростью смесь перемешивается вторично. После этого она попадает в смеситель диффузора, где под действием псевдооживления ее насадки подвергается перемешиванию в третий раз.

При движении жидкости в смесителях конфузора и диффузора вызываются их упругие колебания. Энергия колебательных движений конфузора и диффузора передается элементам их подвижных насадок, которые начинают вибрировать в горизонтальной плоскости и дополнительно перемешивают водонефтяную эмульсию с деэмульгатором. В итоге обрабатываемая смесь не только перемешивается за счет гидромеханических эффектов, но и получает дополнительный импульс колебаний, передающихся элементам подвижных насадок, максимально диспергируя деэмульгатор в объеме водонефтяной эмульсии.

В процессе эксплуатации установок подготовки нефти в отстойных аппаратах, например в резервуарах, периодически накапливаются промежуточные слои, представляющие собой высокоустойчивые водонефтяные эмульсии, которые дестабилизируют нормальные режимы работы установки подготовки нефти и иногда приводят к срыву технологического процесса вплоть до получения некондиционной нефти.

В соответствии с [49] технологическое решение данной проблемы заключается в обеспечении возможности регулирования состава поступающего на центрифугу содержание сырья (ловушечной эмульсии). Для этого в процессе разрушения высокоустойчивой водонефтяной эмульсии (путем нагрева, обработки в процессе циркуляции смесью специальных химических реагентов и отстаиванием) требуемой агрегативную устойчивость нефтеводореагентной смеси контролируют и поддерживают за счет заданных содержания твердой фазы и концентрации воды.

Технологическая схема подготовки ловушечных эмульсий представлена на рис. 3.59.

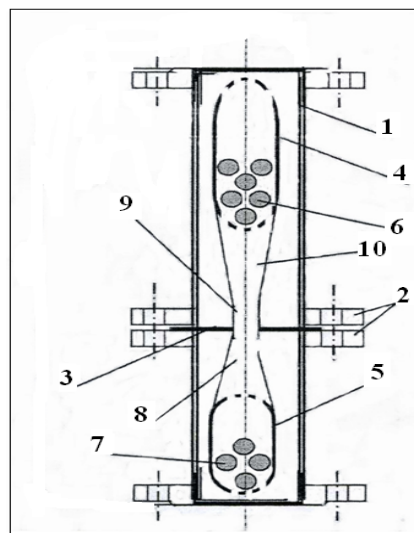


Рис. 3.58. Кавитационно – ультразвуковой диспергатор [48]:

1 – корпус; 2 – фланцы; 3 – диафрагма; 4 – смеситель; 5 – смеситель конффузора; 6 – подвижная насадка смесителя диффузора; 7 – подвижная насадка смесителя конффузора; 8 – конффузор; 9 – горловина; 10 – диффузор

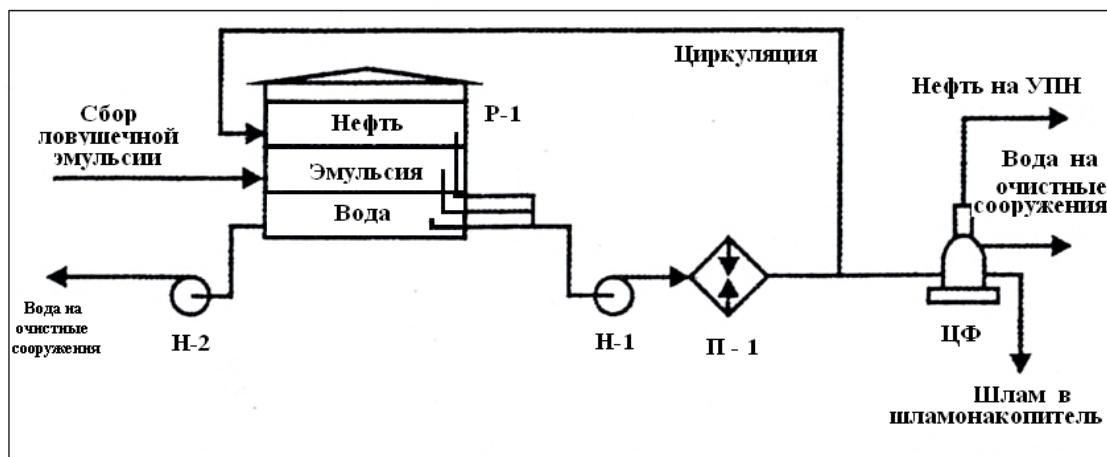


Рис. 3.59. Схема подготовки ловушечных эмульсий [49]:

Р-1 – технический резервуар для накопления и обработки ловушечной эмульсии; Н-1, Н-2 – насос соответственно откачки воды и циркуляционный; П-1 – нагреватель; ЦФ – промышленная центрифуга

Электрическое воздействие производится в аппаратах, которые называются *электродегидраторами*. Под действием электрического поля на противоположных концах капель воды появляются разноименные электрические заряды. В результате капельки притягиваются друг к другу и сливаются. Затем они оседают на дно емкости.

Микроволновые технологии имеют ряд преимуществ. При воздействии микроволн на жидкую или твердую среду происходит ее тепловой нагрев, причем теплопроводность воды, нефти и твердых пород различна. При нагревании температура нефти увеличивается в два раза больше, чем температура воды и 10...20 раз больше, чем температура твердых пород. При этом скорость протекания процесса теплового воздействия на систему значительно выше, чем при классических методах нагрева. Микроволновое воздействие возбуждает дипольное вращение молекул среды при наличии мощных межмолекулярных связей, что приводит к появлению гистерезиса между приложенным полем и индуцированным откликом, а запасенная вследствие этого энергия выделяется при релаксации в виде тепла. Такая обработка приводит к более эффективному разделению нефтяной эмульсии на ее составляющие компоненты (нефть, вода, твердые примеси).

Установлено [50], что микроволновое воздействие в дополнение к реагенту способствует более глубокому и динамичному отстою воды от нефти, особенно при обработке «старых» эмульсий, хотя известно, «старые» эмульсии разрушаются значительно труднее свежих. В некоторых опытах обработка эмульсии с помощью микроволновой технологии способствует уменьшению дозировки реагента. При повышении ин-

тенсивности работы микроволновой установки эффективность обезвоживания нефти возрастает.

Схема микроволновой установки представлена на рис. 3.60.

Гравитационное холодное разделение применяется при высоком содержании воды в пластовой жидкости. *Отстаивание* применимо к свежим нестойким эмульсиям, способным расслаиваться на нефть и воду вследствие разности плотностей компонентов, составляющих эмульсию.

Термическое воздействие заключается в том, что нефть, подвергаемую обезвоживанию, перед отстаиванием нагревают. При нагревании уменьшается прочность бронирующих оболочек на поверхности капель, а значит, облегчается их слияние с другой стороны, что уменьшает вязкость нефти, в которой оседают капли, а это увеличивает скорости разделения эмульсии. Нагревают эмульсию (рис. 3.61) в резервуарах, теплообменниках и трубчатых печах до температуры 45...80 °С.

Термохимическое воздействие заключается в сочетании термического воздействия и внутритрубной деэмульсацией.

Нестойкие эмульсии успешно расслаиваются при *фильтрации*, то есть при пропускании их через фильтрующий слой, который может быть из гравия, битого стекла, древесины и металлических стружек, стекловаты и других материалов.

В данном случае деэмульсация нефтей основана на явлении селективного смачивания, то есть нефть проникает через фильтр, а вода нет.

Фильтрующее твердое вещество должно удовлетворять основным требованиям:

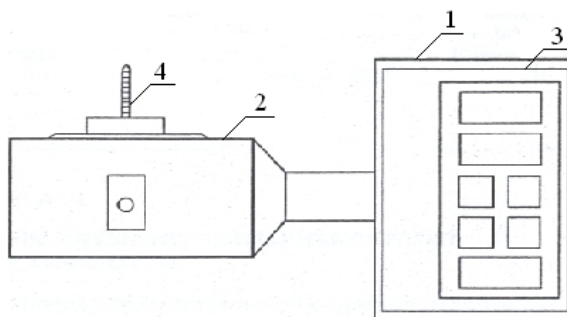


Рис. 3.60. Лабораторная микроволновая установка [50]:

1 – генератор на магнетроне 2450 МГц;
2 – микроволновая камера; 3 – блок управления; 4 – термометр



Рис. 3.61. Печь технологическая блочного исполнения

- *иметь хорошую смачиваемость водой, чтобы произошло сцепление глобул воды с фильтрующим веществом, разрыв межфазных пленок, и произошла коалесценция (слияние) капель воды;*
- *быть достаточно прочным, чтобы обеспечить длительную эксплуатацию.*

Разделение в поле центробежных сил (рис. 3.62) производится в центрифугах, которые представляют собой вращающийся с большим числом оборотов ротор. В ротор по полуму валу подается эмульсия. Здесь она под действием сил инерции разделяется, так как капли воды и нефти имеют различные плотности. При обезвоживании содержание воды в нефти доводится до 1...2% [5].

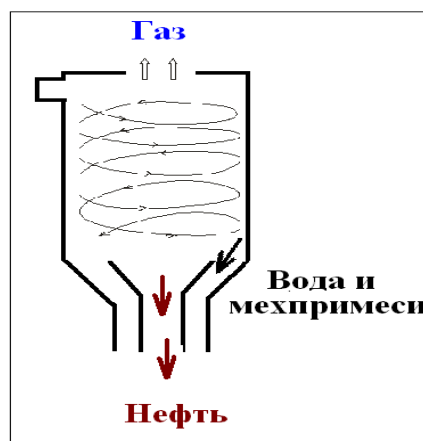


Рис. 3.62. Разделение в поле центробежных сил [5]

3.3.3. Обессоливание

Глубокое обезвоживание нефти осуществляют при температуре 40...60 °С, достигаемой вследствие нагрева предварительно обезвоженной нефти в печах. В результате массовое содержание воды в нефти снижается на объектах с 1,5...25 до 0,15...0,3 %. Это означает, что, если руководствоваться ГОСТ Р 51858-2002. Общие технические условия, то глубоко обезвоженная нефть должна соответствовать товарной нефти первой группы качества. Однако содержание в ней хлористых солей достигает более 1000 мг/дм³, в то время как в нефти первой группы качества предусмотрено не более 100 мг/дм³, что требует проведения дополнительного технологического процесса обессоливания.

Технология обессоливания нефти на промыслах основана на процессе промывки ее пресной водой путем смешения после стадии глубокого обезвоживания. Динамика смешения капель пластовой и пресной вод характеризуется следующими особенностями:

- *часть капель пластовой воды, лишенных бронирующих оболочек, сливается с каплями промывочной воды;*
- *часть пластовой воды (глобулы) с бронирующими оболочками практически не участвует в процессе обессоливания и при небольших размерах они остаются в нефти во взвешенном состоянии независимо от количества применяемой пресной воды;*

- *в водонефтяной эмульсии, кроме глобул пластовой воды содержатся зародышевые кристаллы солей микрометровых размеров, которые, смачивала нефтью, так же как и глобулы, покрываются сверхпрочными бронирующими оболочками и практически не поддаются вымыванию пресной водой при традиционно принятых способах обессоливания [5].*

Отмеченное, особенно усугубляется при обработке пресной водой высоковязкой, высокосернистой, тяжелой нефти. Гипотеза о наличии в глубоко обезвоженной нефти зародышевых кристаллов солей обосновывается тем, что они образуются в результате нагрева соприкасающегося с внутренней стенкой труб печи ламинарного слоя предварительно обезвоженной нефти до температур, превышающих температуру кипения водной фазы. При кипении каплепластовой воды их насыщенность солями возрастает с образованием зародышей кристаллов микрометровых размеров, которые покрываются углеводородной бронирующей пленкой и не поддаются отстаиванию. Выдвинутая гипотеза доказывается результатами анализа материального баланса по содержанию солей в водной фазе продукции скважин.

Таким образом, кристаллизация солей при нагреве предварительно обезвоженной нефти в печах резко снижает эффективность ее обессоливания.

Для повышения качества товарной нефти по содержанию солей технологические процессы нагрева и глубокого обезвоживания рекомендуется проводить при соблюдении следующих условий:

- *нагрев предварительно обезвоженной нефти в печи следует осуществлять при максимально возможном давлении нагреваемой среды; это позволит повысить температуру кипения предварительно обезвоженной нефти, в том числе водной фазы, и снизить вероятность образования зародышевых кристаллов.*
- *скорость движения предварительно обезвоженной нефти по греющим трубкам печи должна поддерживаться максимально возможной; это позволит резко снизить число образующихся зародышевых кристаллов соли вследствие уменьшения толщины ламинарного слоя жидкости на стенках греющих труб печи и повышения скорости отдачи тепловой энергии с последних в поток нагреваемой предварительно обезвоженной нефти;*
- *обработку нефти пресной водой с целью повышения эффективности процесса обессоливания рекомендуется проводить в смесителях с подвижной насадкой.*

Более эффективным методом является электрообессоливание. Электрообессоливание нефти связаны с пропусканием нефти через специальные аппараты-электродегидраторы, где нефть проходит между электродами, создающими электрическое поле высокого напряжения (20...30 кВ). В новых конструкциях электродегидраторов, предлагаемых ОАО «Курганхиммаш» совместно с «ВНИИНЕФТЕМАШ» Москва, учтен опыт эксплуатации выпускавшегося ранее оборудования, улучшены условия монтажа и эксплуатации, возможно изготовление в горизонтальном и вертикальном исполнении [51].

Основными отличительными характеристиками новых электродегидраторов по сравнению с используемыми являются:

- *снижение потребляемой электрической мощности в 4...5 раз;*
- *миниатюрными взрывозащитными источниками питания с блоком управления;*
- *безмаслянными тоководами высокого напряжения;*
- *исключением возможности зарастания внутренних устройств твердыми отложениями.*

Электродегидраторы могут быть разработаны и поставлены на единичную производительность 3...300 м³/час нефти.

3.3.4. Стабилизация

Для сокращения потерь от испарения и улучшения условий транспортирования нефть подвергают стабилизации, т.е. удалению низкомолекулярных углеродов (метана, этана и пропана), а также сероводорода на промыслах или на головных перекачивающих станциях нефтепроводов. К степени стабилизации товарной нефти предъявляются жесткие требования: давление упругости ее паров при 38 °С не должно превышать 0,066 МПа (500 мм рт. ст.).

Если над жидкостью есть свободное пространства, то с поверхности жидкости испаряются пары вещества. Давление данного газа при установлении равновесия называется *давлением насыщенных паров*. Давление насыщенных паров является индивидуальным свойством каждого конкретного соединения и зависит, в первую очередь, от температуры.

Если Давление насыщенных паров меньше 0,66 бар, то в процессе транспортировки и хранения может возникнуть опасность перехода легких компонентов нефти из жидкой фазы в газовую, опасность расслоения потока, выход из строя оборудования. Согласно ГОСТ давление насыщенных паров для всех видов нефти не может превышать 0,66 бар.

Технологическая схема УПН должна обеспечивать подготовку нефти в соответствии с требованиями нормативных документов.

Необходимость стабилизации:

- углеводороды в жидком виде стоят дороже, чем в газообразном;
- чем больше легких углеводородов останется в нефти, тем выше прибыль;
- чем больше содержание легких углеводородов в нефти, тем меньше ее вязкость, а соответственно и меньше перепад давления за счет трения в процессе транспортирования.

Цель стабилизации состоит в том, чтобы максимально увеличить выход жидкого продукта и при этом удовлетворить спецификации по давлению насыщенных паров.

Стабилизация заключается в отделении от нефти углеводородов типа C_1 , C_2 и C_3 и удержанию максимального количества углеводородов типа C_4 , C_5 и выше в жидкой фазе [5].

Стабилизация нефти интегрирована в систему подготовки нефти:

- многоступенчатая сепарация;
- стабилизационные колонны.

Многоступенчатая сепарация (рис. 3.63) нефть проходит через серию нефтегазовых сепараторов при постепенном снижении давления.

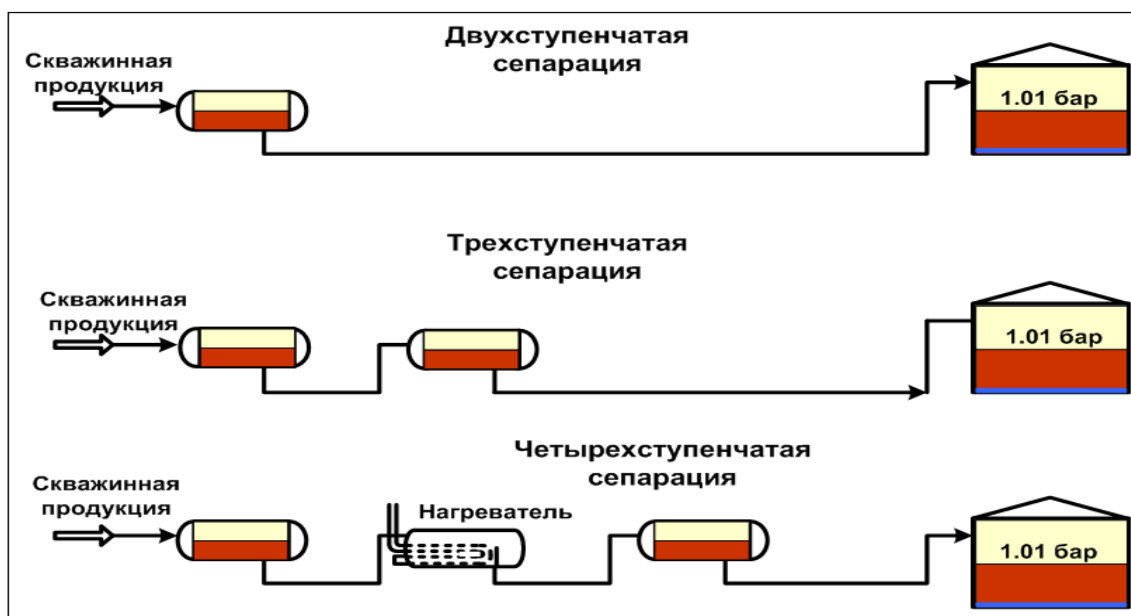


Рис. 3.63. Многоступенчатая сепарация [5]

Нагрев нефти до температуры, достаточной для обеспечения требуемого давления насыщенных паров осуществляется нагревателем, который добавляют на одну из ступеней сепарации. Подвод тепла также обеспечивает:

- *уменьшение вязкости нефти;*
 - *предотвращение выпадения парафинов и асфальтенов.*
- Стабилизационная колонна применяется:*
- *для стабилизации легколетучей, подвижной нефти;*
 - *могут заменить или дополнить стабилизацию в сепараторах.*

В стабилизационной колонне (рис. 3.64) происходит каскад процессов испарения-конденсации углеводородов, что на порядок увеличивает эффективность разделения нефти и газа. Большинство $C_{1...C_3}$ компонентов уходит в газовую фазу, содержание C_4 можно оптимизировать путем подбора температур [5].

Схема установки для стабилизации нефти представлена на рис. 3.65.

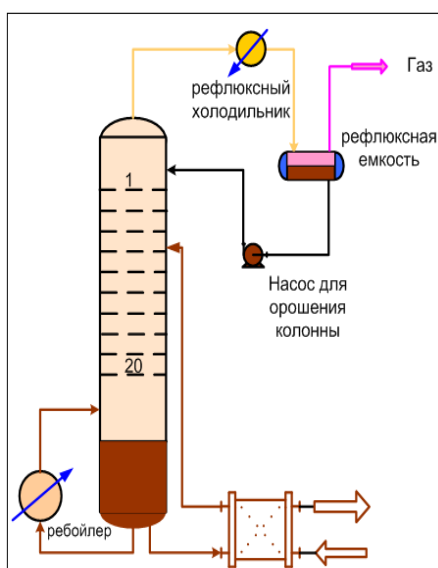


Рис. 3.64. Стабилизационная колонна [5]

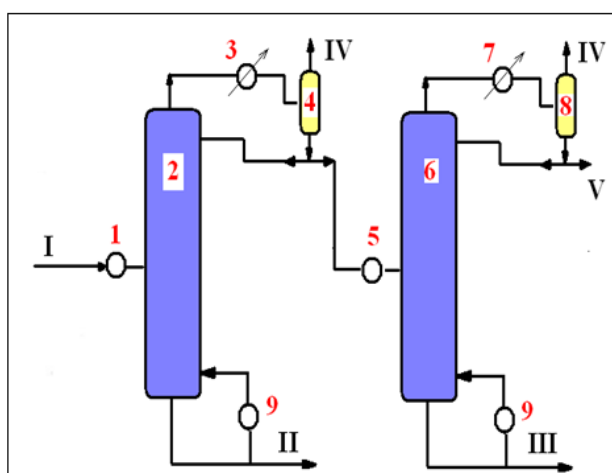


Рис. 3.65. Схема установки для стабилизации нефти [5]:

1, 5 – тепло-обменники; 2, 6 – ректификационные колонны; 3, 7 – конденсаторы-холодильники; 4, 8 – газосепараторы; 9 – подогреватели.

I – исходная нефть; *II* – стабильная нефть; *III* – стабильный газовый бензин; *IV* – сухой газ; *V* – сжиженная пропан-бутановая фракция

Стабилизация нефти осуществляется методом горячей сепарации или методом ректификации.

Горячая сепарация:

1. *сначала нефть нагревают до температуры 40...80 °С;*
2. *затем подают в сепаратор;*

3. выделяющиеся при этом легкие углеводороды отсасываются компрессором и подаются в холодильную установку;
4. тяжелые углеводороды конденсируются, а легкие собираются и закачиваются в газопровод.

Ректификация:

1. нефть подвергается нагреву в специальной стабилизационной колонне под давлением при повышенной температуре (до 240° С);
2. отделенные в стабилизационной колонне легкие фракции конденсируются и перекачиваются на газофракционирующие установки или на ГПЗ для дальнейшей переработки.

Схемы потоков ректификационных колонн представлена на рис. 3.66.

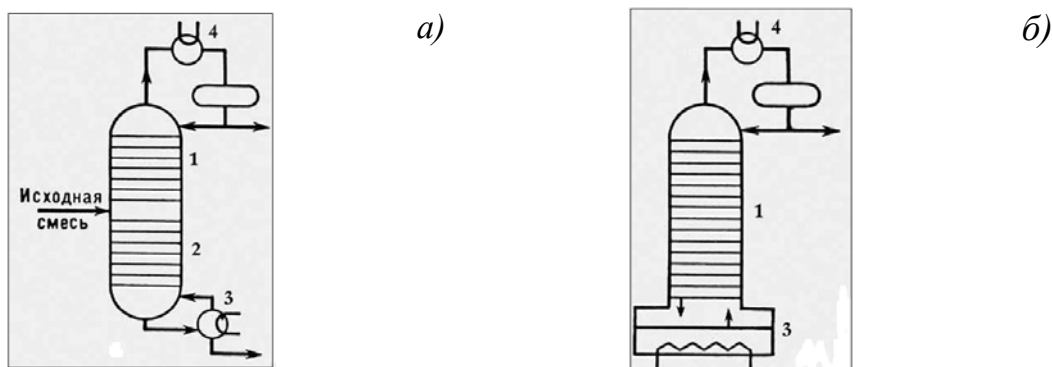


Рис. 3.66. Схемы потоков ректификационных колонн [5]:

- а) непрерывная ректификация; б) периодическая ректификация;
 1 – укрепляющая секция; 2 – исчерпывающая секция; 3 – куб колонны; 4 – дефлегматор

3.3.5. Очистка нефти от сероводорода

Для очистки нефти от сероводорода могут быть предложены следующие методы (рис. 3.67) [52].

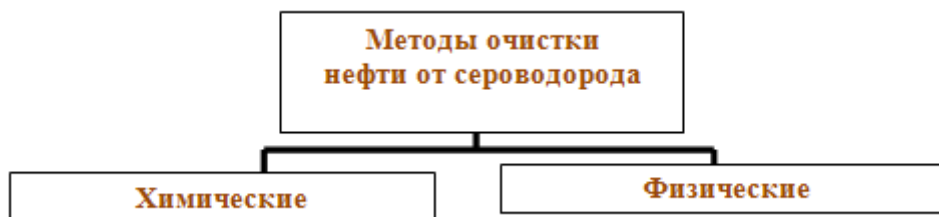


Рис. 3.67. Методы очистки нефти от сероводорода

Физические методы – отдув углеводородным газом, ректификация, вакуумирование – наиболее эффективные, позволяющие снижать концентрацию сероводорода до 20...50 ppm. Однако отдув углеводородным газом требует наличия на промысле очищенного газа, что является одним из главных недостатков метода. Кроме того, при отдуве, как и при вак-

кумировании, при отсутствии системы газосбора возникают потери углеводородов. Это снижает экономическую привлекательность указанного способа.

Принципиальная технологическая схема процесса включает колонну с насадкой, в верхнюю часть которой поступает нефть, а в нижнюю – подается газ отдувки. В процессе контактирования сероводород переходит из нефти в газ, который через воздушный холодильник и конденсатосборник направляется на установку сероочистки. Нефть самотеком перетекает в буферную емкость, откуда откачивается в нефтепровод.

Другой подход. В соответствии с технологической схемой в товарную нефть после электродегидратора подается щелочной раствор катализатора и нагнетается воздух. При температуре 45...60 °С в течение 15 ...30 мин в реакторе протекает реакция окисления сероводорода. Остатки воздуха отделяются в сепараторе, очищенная нефть через буферную емкость откачивается в систему транспорта. Испытания подтвердили эффективность технологии: достигнуто практически полное удаление сероводорода [52].

Внедрение технологии глубокой дегазации нефти с получением газового бензина. Установка глубокой дегазации нефти является частью установки подготовки нефти и предназначена для очистки нефти от сероводорода и ее стабилизации путем десорбционного извлечения газобразных углеводородов. В качестве десорбирующего агента используется очищенный от сероводорода нефтяной газ.

В ООО «Инженерный центр «Нефть и газ» (г. Самара) разработана технологическая схема по извлечению сероводорода и легких меркаптанов до уровня требований ГОСТа путем отдувки этих компонентов нефтяным газом. Установка позволяет снизить остаточное содержание сероводорода и максимально уменьшить давление насыщенных паров в товарной нефти. Установка успешно прошла испытание на Жанажольском газоперерабатывающем заводе (Республика Казахстан), на Радаевской УПН (ОАО «Самаранефтегаз») [31].

Химические методы (использование нейтрализаторов, экстракция, окисление). Нейтрализаторы, в качестве которых испытаны аминокформальдегидные смеси и аминовые основания, могут применяться отдельно или в сочетании с физическими методами при небольших концентрациях сероводорода (100...200 ppm). Для очистки нефтей с большим содержанием сероводорода (300...700 ppm) более эффективными являются окислительный процесс с использованием водно – аммиачных растворов катализатора. При использовании растворов окисление сероводорода в основном происходит в органической фазе с образованием

элементарной серы. Таким образом, сера катализирует реакцию окисления сероводорода и меркаптанов (окисляются в основном легкие меркаптаны), т.е. процесс имеет автокаталитический характер.

На основе проведенных исследований [52] был разработан окислительный процесс очистки нефти от сероводорода (рис. 3.68) с использованием аммиачного раствора катализатора. Аммиачный раствор катализатора готовится в емкости *E-1*. Стабилизированная нефть насосом *H-1* через смеситель *M-1* под давлением около 1,4...1,5 МПа и при температуре 50...65 °С поступает в реактор окисления *P-1*. В линию нефти перед смесителем дозировочным насосом *НД-1* подается раствор и сжатый воздух от компрессора *K-1* под давлением 1,5...1,6 МПа. Расход аммиачного раствора катализатора и технологического воздуха устанавливают пропорционально расходу нефти и содержанию в ней сероводорода. Смесь нефти и аммиачного раствора катализатора с растворенными в них воздухом поступает в реактор *P-1*. В реакторе при давлении 1,3...1,5 МПа и температуре 50...65 °С сероводород окисляется до элементарной серы. Затем смесь нефти и аммиачного раствора катализатора с растворенным отработанным воздухом через клапан регулирования давления подается в сепаратор – отстойник *E-2*. При снижении давления до 0,1...0,15 МПа в сепараторе – отстойнике *E-2* смесь разделяется на две фазы. Выделившийся отработанный воздух с примесью легких углеводородных газов с верха сепаратора – отстойника *E-2* направляется на факел низкого давления или в качестве топливного газа в печь. Очищенная нефть из сепаратора – отстойника *E-2* магистральным насосом *H-2* подается в нефтепровод.

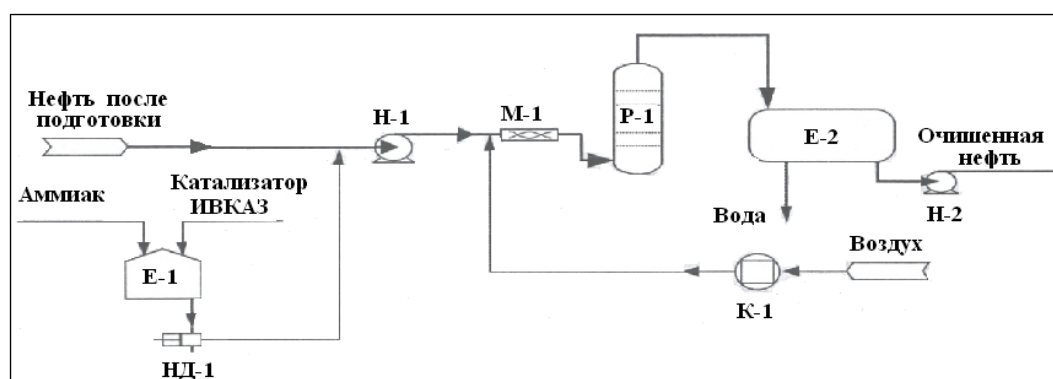


Рис. 3.68. Технологическая схема процесса очистки нефти от сероводорода

Промысловые испытания процесса очистки нефти от сероводорода методом каталитического окисления сероводорода в присутствии водного раствора аммиака, в результате концентрация сероводорода в то-

варной нефти была уменьшена до 20 ppm и ниже при его исходном содержании в нефти 380... 530 ppm [52].

3.3.6. Очистка нефти от механических примесей

Наиболее простым способом очистки нефти от механических примесей, применяемых в системе сбора и подготовки скважинной продукции, является применение системы фильтров, которые устанавливаются на ДНС, УПСВ и т.д. В процессе движения скважинной продукции до этих установок механические примеси приводят к ускоренному износу трубопроводных систем. В связи с этим авторы работы [53] предлагают использовать в качестве метода очистки скважинной продукции от механических примесей, способ магнитодинамической коагуляции предусматривает извлечение ферромагнитных частиц из потока жидкости с использованием постоянных магнитов цилиндрической формы, закрепленных на поверхности плоской перегородки. Частицы скапливаются на поверхности магнитов (а) и далее срываются потоком (б), в виде укрупненных агломератов уносятся потоком в фильтр или отстойник (в) (рис. 3.69).

Изготовленные "Инжиниринговой компанией «ИНКОМП-нефть» коагуляторы внедрены в нефтяных компаниях «Башнефть», «РИТЭК», ТНК-ВР и позволяют выделять из потока частицы сульфидов и оксидов железа размером до 10 мкм, укрупнять их в агломераты размером более 100 мкм и в дальнейшем удалять фильтрованием. Конструктивно, они включают трубный корпус диаметром 159...520 мм с размещенными в нем плоскими перегородками, на которых размещены постоянные магниты в форме цилиндров высотой 3...5 мм, диаметром 5... 10 мм.

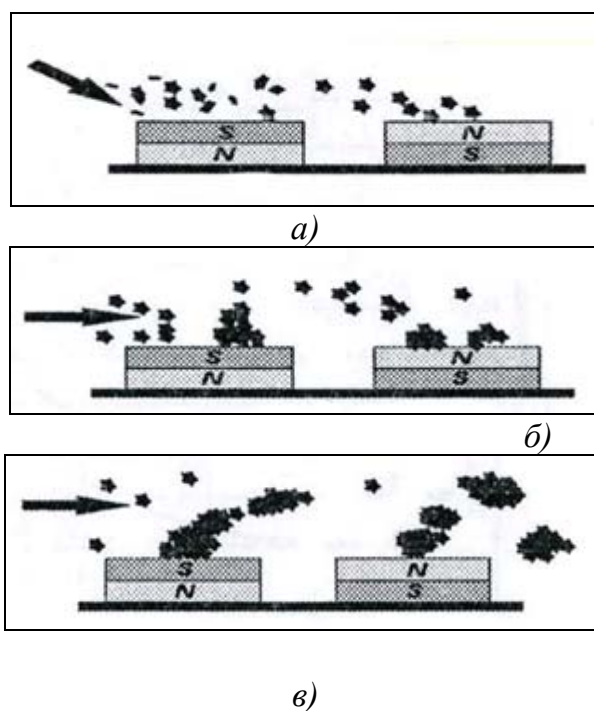


Рис. 3.69. Способ магнитодинамической коагуляции [53]

Изменяя режим течения, размеры и расположение магнитов, можно воздействовать на процесс магнитодинамической коагуляции, созда-

вать, например, условия только для фильтрации, для коагуляции, очистки поверхности магнитов от механических примесей.

3.3.7. Подготовка сверхвязких нефтей

Наиболее известные приемы подготовки нефтей высоких плотностей и вязкостей – значительное повышение температуры, выпаривание, использование углеводородных разбавителей.

В качестве разбавителя наиболее вероятно применение легких нефтей или продуктов, образующихся в процессах первичной переработки нефти на установках ее подготовки, например при стабилизации. Использование разбавителей позволяет уменьшить плотность и вязкость углеводородной фазы и, как следствие, увеличить скорость осаждения и частоту коалесценции капель эмульгированной воды [54].

При добавлении гептана, обладающего самым сильным из числа исследованных разбавителей [55] осаждающим действием и относительно невысокой плотностью, в этих условиях происходит отделение воды из эмульсии.

Установлено что, несмотря на наибольшую плотность бензола, его выраженное растворяющее действие по отношению к асфальтенам привело к самому сильному разрушению эмульсии и в отличие от других разбавителей даже к частичному отделению воды при относительно низких температурах около 20 °С .

Таким образом, использование дистилляторов нефти низкой плотности в сочетании с нагревом существенно снижает устойчивость эмульсии и позволяет проводить ее обезвоживание при меньших расходах деэмульгатора. При этом значительно ускоряется отделение воды и сокращается необходимое время отстаивания.

ТатНИПИ нефтью [55] разработаны технология и принципиальная технологическая схема установки подготовки сверхвязкой нефти.

Технологическая схема представлена на рис. 3.70. В трехфазном сепараторе *С-1* осуществляются сепарация газа и предварительное обезвоживание нефти, обработанной на входе установки деэмульгатором. После отстаивания в отстойниках *О-1* и *О-2* нефть с содержанием воды не более 1 % поступает в буферную емкость *Е-1*. Учет подготовленной сверхвязкой нефти выполняется при помощи калиброванных емкостей. Высокие температуры на устьях скважин позволяют проводить обезвоживание нефти без дополнительного нагрева в печи. Однако для поддержания необходимой температуры в аппаратах ступени обезвоживания и предотвращения застывания нефти в трубопроводах аппараты оснащены паровыми змеевиками, а трубопроводы – пароспутниками. От-

качка подготовленной нефти осуществляется при довольно высокой температуре (70...80 °С).

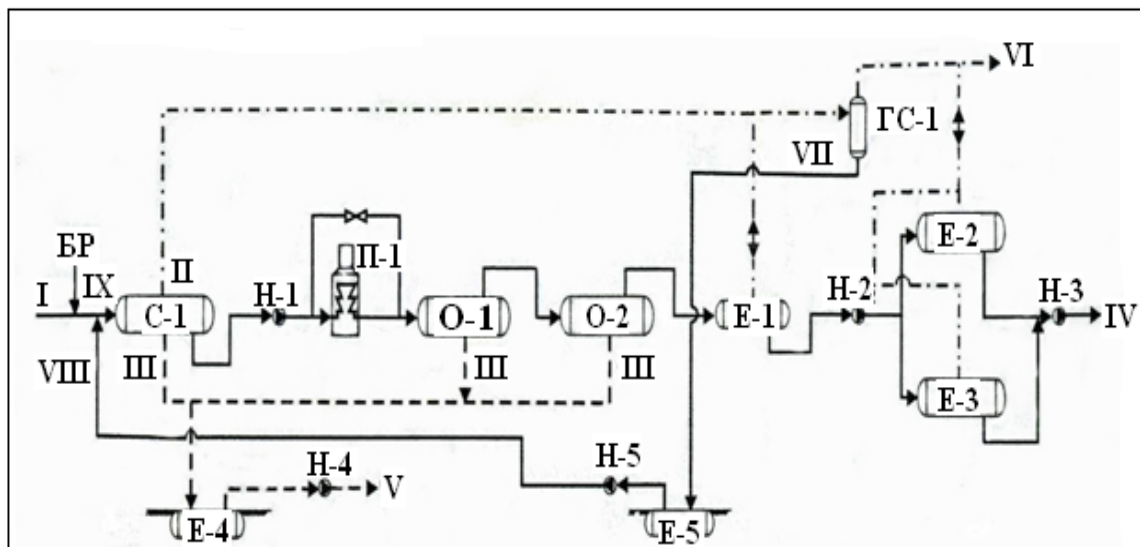


Рис. 3.70. Технологическая схема установки подготовки сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения [55]:

C-1 – трехфазный сепаратор; *O-1, O-2* – отстойники обезвоживания; *П-1* – путевой подогреватель; *E-1* – буферная емкость; *E-2, E-3* – калибровочные емкости для учета сверхвязкой нефти; *E-4* – емкость для воды; *E-5* – дренажная емкость; *ГС-1* – газосепаратор; *БР-2,5* – блок подачи реагента; *H-1* – *H-3* – насосы; *H-4, H-5* – погружные насосы; *I* – продукция скважин (сырье); *II* – нефтяной газ; *III* – попутно добываемая вода; *IV* – подготовленная сверхвязкая нефть на УПСВ-7 «Ашальчи»; *V* – попутно добываемая вода на УПСВ-7 «Ашальчи»; *VI* – газ в факельный коллектор УПСВ-7 «Ашальчи»; *VII* – конденсат; *VIII* – «дренаж»; *IX* – деэмульгатор

Однако увеличение объемов добычи, необходимость подготовки по первой группе качества потребуют применения в технологии подготовки сверхвязкой нефти средств интенсификации. Для этого ТатНИПИ-нефтью разработаны технологии, в которых в качестве элементов, ускоряющих процессы коалесценции капель и отделения воды, предусматриваются, в частности, электрическое поле и углеводородный разбавитель. Низкая минерализация попутно извлекаемой пластовой воды позволяет применить при подготовке сверхвязкой нефти технологии, которые невозможно реализовать для других нефтей. Одной из них является технология, включающая «умеренный» режим термохимического обезвоживания с последующим выпариванием остаточной воды, причем выпариванию подвергается не весь объем нефти, а отводимая из потока сложно разрушающаяся часть эмульсии – промежуточный слой.

3.3.8. Подготовка воды

Пластовые воды, отделяемые от нефти в процессе её сбора и подготовки до товарного состояния, содержат капельки нефти, растворимые соли, иногда они бывают сильно минерализованы. Пластовые воды нельзя сбрасывать в реки и водоемы, это может приводить к гибели растительной и животной фауны.

Поэтому пластовые воды закачивают в продуктивные или поглощающие пласты. Вместе с пластовыми водами закачивают и пресные, используемые в технологическом процессе при обессоливании нефти, а также ливневые воды, попадающие в промышленную канализационную систему. В целом все эти воды называются *нефтепромысловыми сточными водами* или *техническими*.

Состав нефтепромысловых сточных вод приблизительно включает:

- *пластовые 85 ...88 %;*
- *пресные 10 ...12 %;*
- *ливневые или поверхностные 2 ...5 %.*

Присутствующие в закачиваемой воде микроорганизмы могут образовать нежелательные соединения. Так, сульфатовосстанавливающие бактерии при своей жизнедеятельности вырабатывают сероводород в количестве до 100 мг/л. В последующем этот коррозионно-активный газ вместе с нефтью извлекается на поверхность и подвергает разрушению трубопроводы, аппараты и оборудование.

Углекислый газ, находящийся в воде приводит к разрушению защитных окисных пленок на металле, чем интенсифицирует его коррозию.

Растворенный в поверхностной воде кислород также является нежелательным компонентом, поскольку он является обязательным элементом реакции кислородной деполяризации, протекающей при электрохимической коррозии трубопроводов и оборудования.

Поэтому перед закачкой сточных нефтепромысловых вод в продуктивные и поглощающие пласты требуется их очистка [5].

Подготовка воды для закачки в пласт предусматривает:

- *осветление мутных вод коагулированием;*
- *декарбонизацию;*
- *обезжелезивание;*
- *ингибирование.*

Процесс подготовки воды на промыслах включает этапы:

- *отстаивание от нефти и газа;*
- *уничтожение микроорганизмов.*

Осветление мутных вод коагулированием осуществляется с целью удаления очень мелких взвешенных частиц, которые практически не осаждаются под действием силы тяжести. Для этого в воду добавляют реагенты (серноокислый алюминий, хлорное железо, железный купорос и другие), называемые *коагулянтами*. В результате реакции *коагуляции* происходит укрупнение взвешенных частиц, образуя хлопьевидные соединения, которые оседают в воде.

Декарбонизация выполняется с целью удаления из воды бикарбонатов кальция или магния. В противном случае, отлагаясь в пласте, соли кальция и магния могут существенно затруднить фильтрацию нефти и газа. Сущность декарбонизации состоит в подщелачивании воды гашеной известью с тем, чтобы вызвать коагуляцию ненужных примесей.

Обезжелезивание называется процесс удаления солей железа из воды с целью предотвращения загрязнения фильтрующих поверхностей скважин железистыми осадками. Для этого применяют *аэрацию*, *известкование* и другие методы.

Аэрация – процесс обогащения воды кислородом воздуха. Из солей железа образуется *нерастворимый гидрат окиси железа ($Fe(OH)_3$)*, оседающий в воде в виде хлопьев.

Недостаток аэрации – из воды удаляются не все соли железа и повышается коррозионная активность воды.

При *известковании* в воду добавляют известковое молоко, что также приводит к образованию *нерастворимого осадка гидрата окиси железа*.

Ингибированием называется обработка воды ингибиторами - веществами, замедляющими процесс коррозии. По направленности действия различают ингибиторы сероводородной, кислородной и углекислотной коррозии.

Реагенты–бактерициды используют для подавления жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий. Одним из наиболее эффективных реагентов является формалин.

Типовая установка подготовки природных вод представлена на рис. 3.71. Насос 1 забирает воду и подает ее в смеситель 3. По пути дозирочное устройство 2 вводит в нее коагулянт. В смесителе 3 коагулянт интенсивно перемешивается с водой, после чего обработанная вода поступает в осветлитель 4, где образуются и задерживаются хлопья. Окончательная очистка воды от хлопьев осуществляется в фильтре 5, откуда она самотеком направляется в резервуары 6. Затем насос 7 перекачивает воду на кустовые насосные станции, которые через нагнетательные скважины закачивают ее в пласт. Насос 8 служит для периодической очистки фильтра 5 от взвешенных частиц путем прокачки через него чистой воды.

Для предупреждения коррозии, стабилизации химического состава воды добавляют реагент гексаметафосфат натрия в количестве $2...3 \text{ г/м}^3$. С целью уничтожения бактерий, микроорганизмов применяют обработку воды хлором [5].

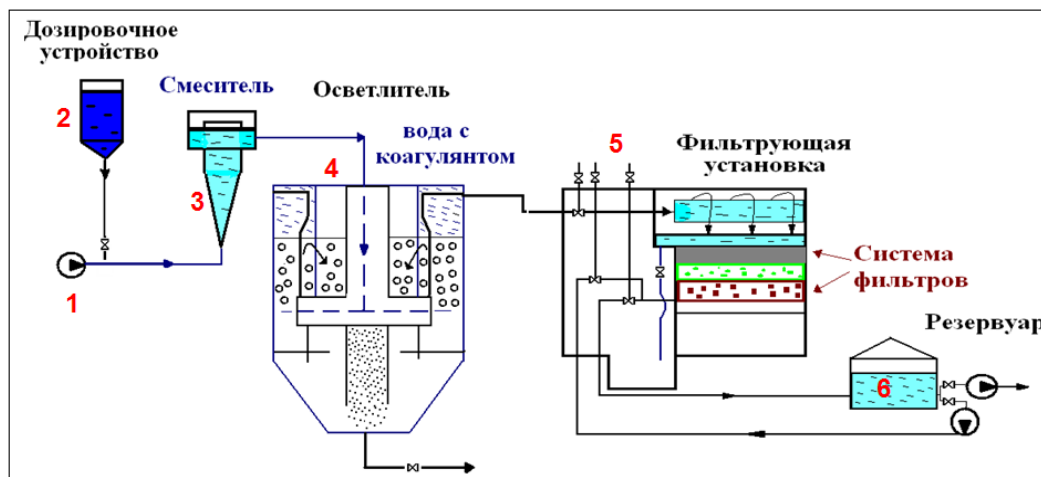


Рис. 3.71. Типовая схема установки подготовки природных вод [5]

Установки очистки пластовых сточных вод можно классифицировать следующим образом (рис. 3.72).

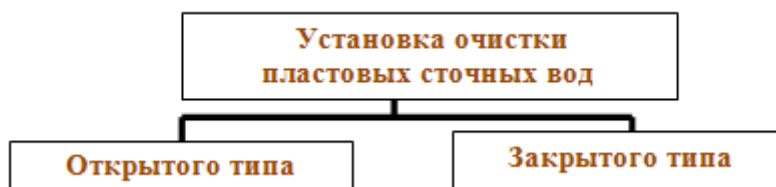


Рис. 3.72. Установка очистки пластовых сточных вод

Установка очистки пластовых вод открытого типа представлена на рис. 3.73. Вода I, отделенная при подготовке нефти сбрасывается в песколовку I, где осаждаются крупные механические примеси. Для отделения от воды основной массы нефти и механических примесей II вода самотеком поступает в нефтеловушку 3, принцип действия которой основан на гравитационном разделении при малой скорости движения сточной воды (менее $0,03 \text{ м/с}$). Скопившуюся в ловушке нефть III отводят по трубе и насосом 2 подают на установку комплексной подготовки нефти на повторную обработку. Сточные воды для доочистки от нефти до $30...40 \text{ мг/л}$ и механических примесей до $20...30 \text{ мг/л}$ поступают в пруды-отстойники 4 (отстаивание от нескольких часов до двух суток). Для ускорения процесса очистки воды перед прудами-отстойниками к воде могут добавлять химические вещества: известь, сернистый алюминий, аммиак и др. Такая глубина подготовки сточной воды достаточ-

на для закачки через камеры 5, 6 и насос 7 ее в поглощающие пласты [5].

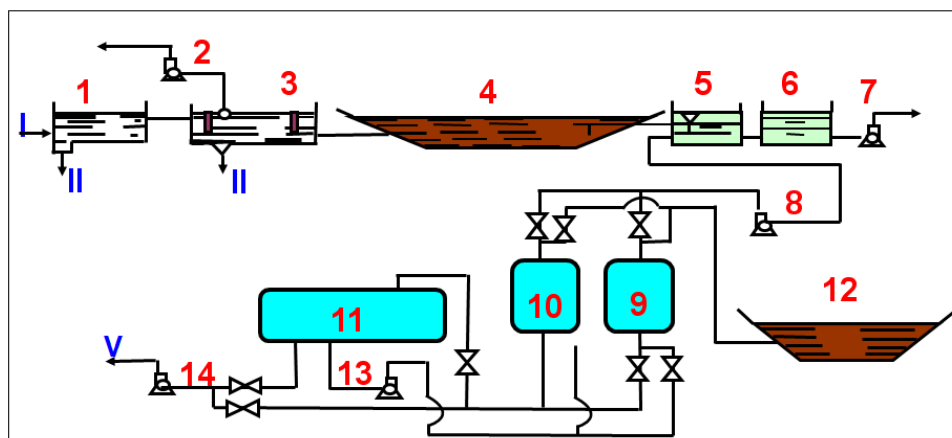


Рис. 3.73. Установка очистки пластовых вод открытого типа [5]

Установки по подготовке сточных вод закрытого типа предусматривают исключение контакта воды с кислородом воздуха для предотвращения окислительных реакций. По принципу действия установки закрытого типа подразделяются на:

- *отстойные;*
- *фильтрационные, флотационные;*
- *электрофлотационные .*

Метод отстоя основан на гравитационном разделении твердых частиц механических примесей, капель нефти и воды. Процесс отстоя проводят в горизонтальных аппаратах – отстойниках или вертикальных резервуарах-отстойниках [35, 36].

Метод отстоя представлен на рис. 3.74. Водонефтяная эмульсия смешивается с горячей пластовой водой, выводимой из отстойников установки подготовки нефти и содержащей реагент-деэмульгатор, проходит каплеобразователь 1 и поступает в резервуар-отстойник с жидкостным гидрофильным фильтром (слой воды) 2. Поднимаясь через жидкостный гидрофильный фильтр капли нефти освобождаются от эмульсионной воды. Предварительно обезвоженная нефть I выводится с верхней части резервуара-отстойника 2. Отделившаяся сточная вода II перетекает в вертикальный резервуар-отстойник с гидрофобным жидкостным фильтром (слой нефти) 3 и освобождается от капелек нефти опускаясь вниз. Сифонное устройство, обеспечивает поддержание заданного слоя нефти над слоем воды.

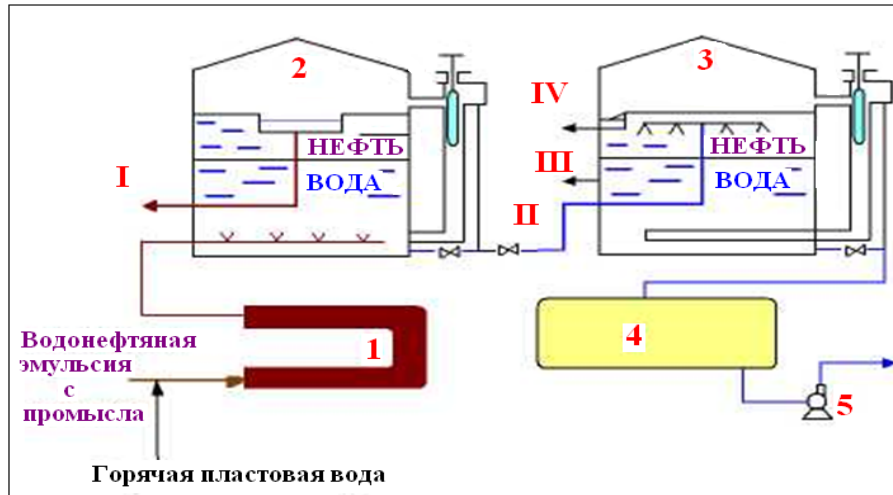


Рис. 3.74. Метод отстаивания [5]

Институтом Гипростокнефть предложена следующая схема (рис. 3.75) для очистки пластовых и сточных вод и ее закачивания в пласт [56].

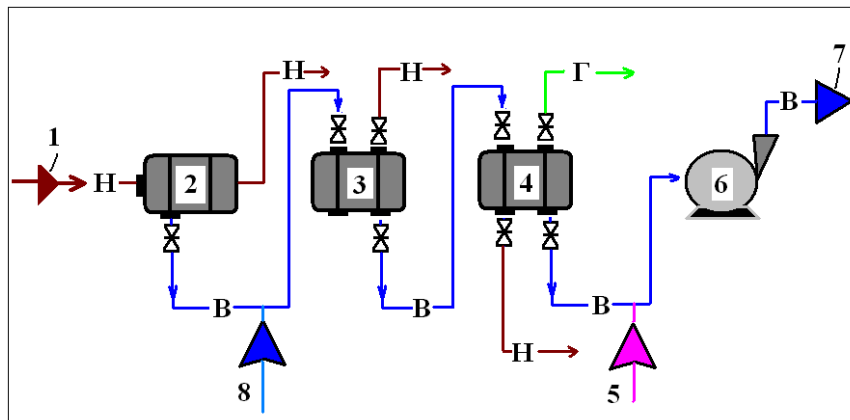


Рис. 3.75. Схема для очистки пластовых и сточных вод [56]:

1 – нефть с месторождения; 2 – отстойник нефти; 3 – отстойник пластовой воды; 4 – буфер-дегазатор; 5 – ингибитор коррозии; 6 – насос пластовой воды; 7 – очищенная пластовая вода к нагнетательным скважинам; 8 – очищенные и обеззараженные производственные, дождевые и бытовые сточные воды

Метод фильтрации основан на прохождении загрязненной пластовой воды через гидрофобный фильтрующий слой, например через гранулы полиэтилена. Гранулы полиэтилена «захватывают» капельки нефти и частицы механических примесей и свободно пропускают воду.

В качестве примера рассмотрим фильтр-отстойник типа ФЖ–2973 (рис. 3.76) выполненного по проекту (БашНИПИнефть) [57].

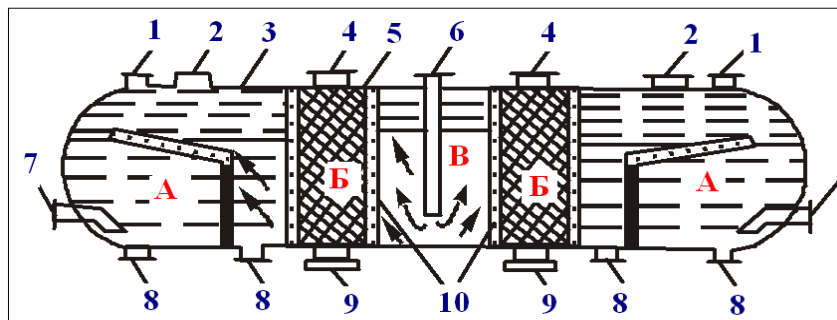


Рис. 3.76. фильтр-отстойник типа ФЖ-2973 [57]

Сточная вода предварительно подвергается отстою в горизонтальном отстойнике, а затем через патрубок ввода 6 поступает в приемный отсек В фильтра-отстойника, расположенный в средней части корпуса 3. Из приемного отсека сточная вода через перфорированные перегородки 10 поступает в фильтрационные отсеки Б. Фильтрационные отсеки заполнены коалесцирующим фильтром 5, в качестве которого применяют гранулированный полиэтилен с размером гранул 4...5 мм. Полиэтилен обладает гидрофобным свойством: нефть смачивает его, а вода нет. Поэтому капли нефти, задерживаясь на поверхности гранул, сливаются (коалесцируют) и выходят из фильтрационных отсеков Б в отстойные отсеки А в укрупненном виде. По этой причине в отстойных отсеках происходит быстрое расслоение воды и капелек нефти и нефть выводится сверху через патрубки вывода нефти 1, а очищенная вода – через патрубки 7. Осаждающиеся в отстойных отсеках механические примеси выводятся через патрубки 8. Отстойные отсеки снабжены люками-лазами 2. Загрузка и выгрузка гранулированного полиэтилена в фильтрационные отсеки проводится через люки 4 и 9. При засорении гранулированного полиэтилена осуществляют его промывку подачей в очищенную воду 10...15 % дисперсии керосина в течение 30 мин.

Метод флотации (рис. 3.77) основан на одноименном явлении, когда пузырьки воздуха или газа, проходя через слой загрязненной воды снизу вверх, осаждаются на поверхности твердых частиц, капель нефти и способствуют их всплытию на поверхность [35, 36].

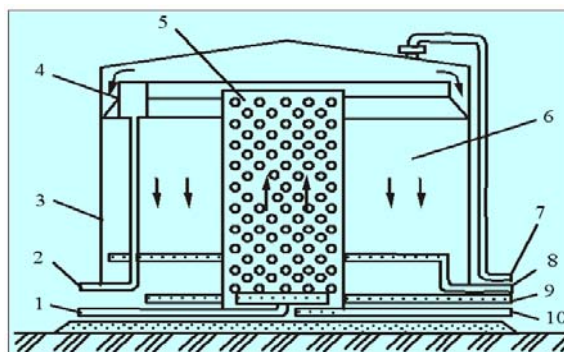


Рис. 3.77. Метод флотации

Газонасыщенная вода через патрубок ввода 1 вводится в нижнюю часть флотационной зоны с помощью перфорированного распределителя в зону 5. Во флотационной зоне 5 за счет снижения давления до 0,3...0,6 МПа из воды образуются пузырьки газа. Количество выделенного газа из воды 25 л/м³. Выделяющиеся пузырьки газа, поднимаясь вверх, захватывают и флотируют на поверхность дисперсные частицы не смачиваемые водой (капельки нефти), образуя там слой пены. Уловленная нефть собирается в кольцевой желоб 4 для сбора нефти и выводится через патрубок 2. Вода из флотационной зоны 5 перетекает в отстойную зону 6, где медленно опускается вниз. Дисперсные частицы, которые хорошо смачиваются водой, под действием силы тяжести осаждаются вниз и выводятся через перфорированные трубы и патрубки 9 и 10.

3.4. Промысловая подготовка газа

Природный газ, поступающий из скважин, содержит в виде примесей твердые частицы (песок, окалина), конденсат тяжелых углеводородов, пары воды, а в ряде случаев сероводород и углекислый газ. Присутствие в газе твердых частиц приводит к абразивному износу труб, арматуры и деталей компрессорного оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов. Конденсат тяжелых углеводородов оседает в пониженных точках газопроводов, уменьшая их проходное сечение. Наличие водяных паров в газе приводит к коррозии трубопроводов и оборудования, а также к образованию в трубопроводах гидратов – снегоподобного вещества, способного полностью перекрыть сечение труб.

Сероводород является вредной примесью. При содержании больше, чем 0,01 мг в 1 л воздуха рабочей зоны, он ядовит. А в присутствии влаги сероводород способен образовывать растворы сернистой и серной кислот, резко увеличивающих скорость коррозии труб, арматуры и оборудования.

Углекислый газ вреден тем, что снижает теплоту сгорания газа, а также приводит к коррозии оборудования. Поэтому его целесообразно отделить на промыслах.

Таким образом, при осуществлении промысловой подготовки газа необходимо решать задачи (рис. 3.78) [5].

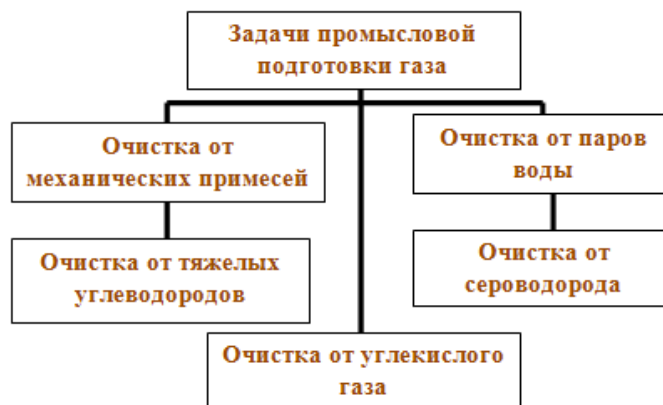


Рис. 3.78. Задачи, решаемые при промышленной подготовке газа

Для очистки природного газа от механических примесей используются аппараты 2-х типов:

- работающие по принципу "мокрого" улавливания пыли, масляные пылеуловители;
- работающие по принципу "сухого" отделения пыли, циклонные пылеуловители.

На рис. 3.79. представлена конструкция вертикального масляного пылеуловителя. Это вертикальный цилиндрический сосуд со сферическими днищами. Пылеуловитель состоит из трех секций: промывочной *A* (от нижнего днища до перегородки 5), в которой все время поддерживается постоянный уровень масла; осадительной *B* (от перегородки 5 до перегородки 6), где газ освобождается от крупных частиц масла, и отбойной (скрубберной) секции *B* (от перегородки 6 до верхнего днища), где происходит окончательная очистка газа от захваченных частиц масла.

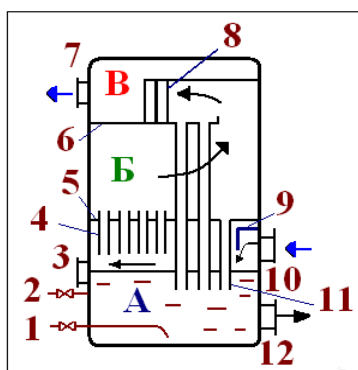


Рис. 3.79. Вертикальный масляный пылеуловитель [5]:

1 – трубка для слива загрязненного масла; 2 – трубка для долива свежего масла; 3 – указатель уровня; 4 – контактные трубки; 5, 6 – перегородки; 7 – патрубок для вывода газа; 8 – скруббер; 9 – козырек; 10 – патрубок для ввода газа; 11 – дренажные трубки; 12 – люк для удаления шлама

Пылеуловитель работает следующим образом. Очищаемый газ входит в аппарат через патрубок 10. Натекая на козырек 9, он меняет направление своего движения. Крупные же частицы мех. примесей, пыли и жидкости по инерции продолжают двигаться горизонтально. При ударе о козырек их скорость гасится и под действием силы тяжести они вы-

падают в масло. Далее газ направляется в контактные трубки 4, нижний конец которых расположен в 20...50 мм над поверхностью масла. При этом газ увлекает за собой масло в контактные трубки, где оно обволакивает взвешенные частицы пыли.

В осадительной секции скорость газа резко снижается. Выпадающие при этом крупные частицы пыли и жидкости по дренажным трубкам 11 стекают вниз. Наиболее легкие частицы из осадительной секции увлекаются газовым потоком в верхнюю скрубберную секцию В. Ее основной элемент – скруббер, состоящий из нескольких рядов перегородок 8, расположенных в шахматном порядке. Проходя через лабиринт перегородок, газ многократно меняет направление движения, а частицы масла по инерции ударяются о перегородки и стекают сначала на дно скрубберной секции, а затем по дренажным трубкам 11 в нижнюю часть пылеуловителя. Очищенный газ выходит из аппарата через газоотводящий патрубок 7 [35, 36]. Пример масляного пылеуловителя представлен на рис. 3.80.

Осевший на дно пылеуловителя шлам периодически (раз в 2...3 месяца) удаляют через люк 12. Загрязненное масло через трубку 1 сливают в отстойник. Взамен загрязненного масла в пылеуловитель по трубе 2 доливают очищенное масло. Контроль за уровнем масла ведется по шкале указателя уровня 3.

Наряду с "мокрым" для очистки газов от твердой и жидкой взвеси применяют и "сухое" пылеулавливание.

Наибольшее распространение получили циклонные пылеуловители. Схема, поясняющая работу циклонного пылеуловителя, приведена на рис. 3.81. Газ входит в аппарат через патрубок 2 и попадает в батарею циклонов 3. Под действием центробежной силы твердые и жидкие частицы отбрасываются к периферии, затормаживаются о стенку циклона и выпадают в нижнюю часть аппарата, откуда выводятся через патрубок 6. А очищенный газ, изменяя направление движения, попадает в верхнюю часть аппарата, откуда выводится через патрубок 7.



Рис. 3.80. Масляный пылеуловитель [58]

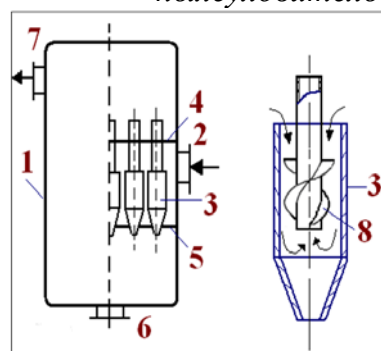


Рис. 3.81. Циклонный пылеуловитель [5]

1 – корпус; 2 – патрубок для ввода газа; 3 – циклон; 4,5 – перегородки; 6 – патрубок для удаления шлама; 7 – патрубок для вывода газа; 8 – винтовые лопасти

В товарном газе содержание механических примесей не должно превышать $0,05 \text{ мг/м}^3$.

Автор работы [59] предлагает новый подход к очистке углеводородов, а именно промывка газа водным конденсатом в технологических трубопроводах (рис. 3.82).

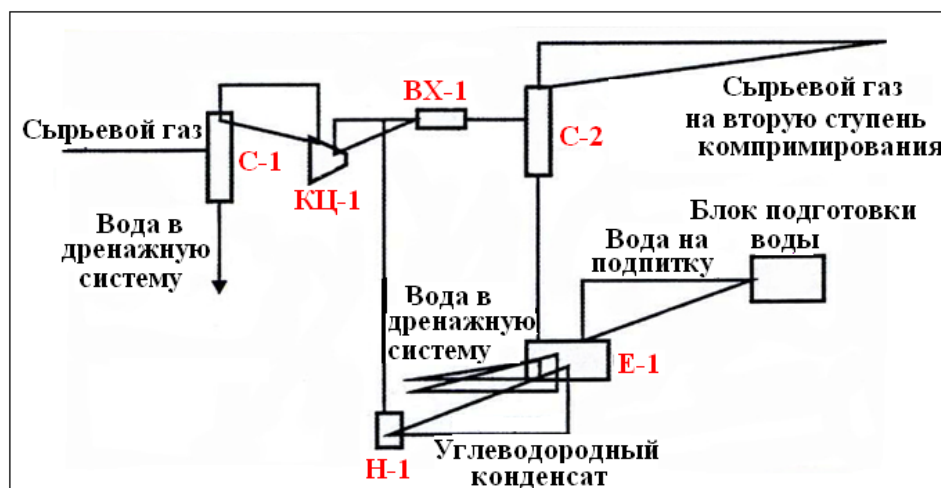


Рис. 3.82. Технологическая схема узла промывки газа водным конденсатом в технологических трубопроводах [59]

Газ, поступающий на установку, пройдя входной сепаратор *С-1*, компримируется компрессором *КЦ-1*. В поток сжатого газа перед воздушным холодильником *ВХ-1* насосом *Н-1* подается промывочная вода из емкости *Е-1* для уменьшения в нем концентрации примесей. Далее газ охлаждается в воздушном холодильнике *ВХ-1*. В результате образуется жидкая фаза, которая поглощает большую часть примесей. Увеличить количество конденсата, а следовательно степень поглощения примесей можно путем повышения количества промывочной воды. Газо-жидкостная смесь из воздушного холодильника подается в сепаратор *С-2*, из которого углеводородный газ направляется на вторую ступень компримирования, а водный конденсат – в подпиточную емкость *Е-1*. Избыток воды из последней сбрасывается в дренажную систему. Для уменьшения концентрации примесей в циркулирующей воде в подпиточную емкость подается подготовленная вода.

Осушка природного и нефтяного газа производится с целью извлечения паров воды и предупреждения тем самым образования и отложения гидратов на стенках газопроводов. При осушке газа стремятся уменьшить содержание влаги в газе до такой степени, чтобы пары воды в газопроводе не достигали состояния насыщения (точки росы). Для осушки газа используются следующие методы, представленные на рис. 3.83.



Рис. 3.83. Методы осушки газа

Абсорбция – это объемное поглощение газов или паров жидкостью (абсорбентом) с образованием раствора. В промышленности осуществляют в абсорберах, имеющих развитую поверхность соприкосновения абсорбента с поглощаемым веществом.

Адсорбция – это поглощение газов, паров или жидкостей поверхностным слоем твердого тела (адсорбента) или жидкости. Адсорбенты обычно имеют большую удельную поверхность – до нескольких сотен $\text{м}^2/\text{г}$. В промышленности адсорбцию осуществляют в специальных аппаратах – адсорберах; применяют для осушки газов, очистки органических жидкостей и воды, улавливания ценных или вредных отходов производства.

В отечественной практике чаще всего для осушки газа используются жидкие сорбенты диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ), имеющие целый ряд преимуществ перед другими сорбентами, и холод, получаемый путем дросселирования газа в штуцерах [5].

Абсорбционная осушка осуществляется с помощью ДЭГ. Газ поступает в абсорбер снизу и поднимается вверх, проходя через систему тарелок. Навстречу газу стекает раствор ДЭГ, который поглощает пары воды. В верхней скрубберной секции газ освобождается от захваченных капель раствора и выходит из аппарата [35, 36].

Очистка методом абсорбции осуществляется при встречном движении очищаемого газа и раствора абсорбента. В качестве жидкого поглотителя сероводорода используются водные растворы этаноламинов. Эти абсорбенты вступают в химическую реакцию с сероводородом. Очищенный газ выводится из абсорбера наружу через скрубберную секцию. В специальной выпарной колонне абсорбент регенерируется и подается для нового использования. Из полученного сероводорода выработывают серу.

Очистка от углекислого газа осуществляется в реакторе, заполненном железными кольцами, которые орошаются водой под давлением. Выделяемый из воды углекислый газ используется для производства соды и сухого льда.

Автором работы [60] установлено, что при использовании в качестве сорбционных компонентов диэтиленгликоль и триэтиленгликоль

происходит не только поглощение водной фазы из очищаемого газа, но и частичная сорбция ценного углеводородного сырья (метана, пропана, и нормального бутана). Исследования авторов [60] проведенные при изучении процессов впрыска диэтиленгликоля в поток газа при низкой t °С, а затем последовательное разделение в трех фазном сепараторе с целью определения растворимости диэтиленгликоля в концентрации углеводородов и конденсата в диэтиленгликоле. Показано, что повышение t °С сепарационной установки приводит к потери УВ. Поэтому при проектировании систем осушки и сепарации необходимо проектировать систему осушки и сепарации с учетом этих данных.

Экспериментальные данные [60] представлены в табл. 3.9.

Таблица 3.9

Сравнение данных эксперимента с результатами расчетов (мольный процент метана, пропана, н-бутана в жидкой фазе)

<i>Равновесное давление, бар</i>	<i>Модельный процент метана в жидкой фазе</i>	<i>Равновесное давление, бар</i>	<i>Модельный процент пропана в жидкой фазе</i>	<i>Равновесное давление, бар</i>	<i>Модельный процент н – бутана в жидкой фазе</i>
Температура 0,0 °С					
16,4	0,599	3,35	2,38	1,05	2,2
36,3	1,25	4,09	2,91		
60,8	1,97	4,80	3,45		
Температура 20,0 °С					
13,7	0,429	4,74	2,06	1,18	1,44
17,0	0,599	7,13	3,1	1,41	1,69
20,9	0,690	7,7	3,4	1,86	2,33
37,0	1,250	7,75	3,41		
61,7	1,970	8,6	3,77		
Температура 40,0 °С					
17,6	0,599	5,57	1,68		
38,0	1,250	9,08	2,71		
62,7	1,970	12,93	3,91		
Температура 60,0 °С					
18,2	0,599				
38,7	1,250				

На основании проведенных предварительных исследований по выявлению наиболее эффективного химического реагента [61] установлено, что среди наиболее часто используемых реагентов наиболее эффек-

тивным является монопропиленгликоль и его олигомеры, состоящие из моно-, ди- и три-пропиленгликолей (МПП, ДПП, ТПП).

Установлено, что при одинаковой концентрации гликолей степень осушки газа при использовании МПП по сравнению со степенью осушки газа традиционными гликолями ДЭГ и ТЭГ практически равны.

Монопропиленгликоль может быть успешно использован в качестве абсорбента для осушки газа на нефтегазодобывающих промыслах взамен ранее применяемого триэтиленгликоля. Необходимо отметить, что низкие температуры замерзания высококонцентрированного (98...99 % мас.) монопропиленгликоля (минус 55...60 °С) открывают новое направление использования его в качестве осушителя газа при эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся в жестких климатических условиях. Следует отметить, что высококонцентрированные ДЭГ и ТЭГ невозможно применять для осушки газа при низких температурах контакта из-за их затвердевания, так как эти гликоли в чистом виде замерзают при температуре минус 8...12 °С.

Кроме того, установлено, что водные растворы монопропиленгликоля одновременно могут быть использованы в качестве ингибитора для предотвращения образования гидратов в системе добычи и промышленной подготовки природного и нефтяного газа.

Очистка газа от сероводорода осуществляется методами адсорбции и абсорбции. Схема очистки газа от H_2S методом адсорбции аналогична схеме осушки газа адсорбционным методом. В качестве адсорбента используются гидрат окиси железа и активированный уголь.

Принципиальная схема очистки газа от H_2S методом абсорбции приведена на рис. 3.84. Очищаемый газ поступает в абсорбер 1 и поднимается вверх через систему тарелок.

Навстречу газу движется концентрированный раствор абсорбента. Абсорбент вступает в химическую реакцию с сероводородом, содержащимся в газе, унося продукт реакции с собой. Очищенный газ выводится из аппарата через скрубберную секцию, в которой задерживаются капли абсорбента [5].

На регенерацию абсорбент подается в выпарную колонну 2 через теплообменник 3. В нижней части колонны он нагревается до темпера-

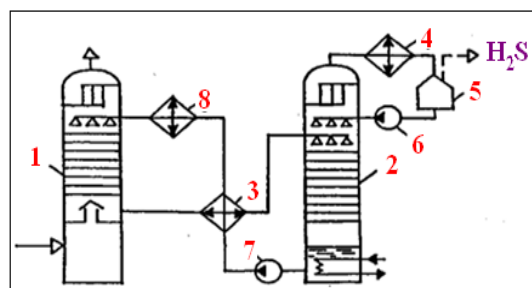


Рис. 3.84. Схема очистки газа от сероводорода [5]:

1 – абсорбер; 2 – выпарная колонна (десорбер); 3 – теплообменник; 4, 8 – холодильник; 5 – емкость-сепаратор; 6, 7 – насосы

туры около 100 °С. При этом происходит разложение соединения сероводорода с абсорбентом после чего H_2S , содержащий пары этаноламинов, через верх колонны поступает в холодильник 4. В емкости 5 сконденсировавшиеся пары абсорбента отделяются от сероводорода и насосом 6 закачиваются в выпарную колонну. Газ же направляется на переработку.

Горячий регенерированный абсорбент из нижней части колонны 2 насосом 7 подается для нового использования. По пути абсорбент отдает часть своего тепла в теплообменнике 3, а затем окончательно остужается в холодильнике 8.

Для осушки и очистки природного газа от сернистых соединений широко используют синтетические цеолиты NaA, CaA и NaX. Они хорошо поглощают сероводород из инертных газов и водорода, но на реальных газах, содержащих и влагу, их емкость падает вследствие конкурирующей адсорбции.

Автор [62] предлагает для очистки природного и нефтяного газа от сероводорода вместо цеолитов использовать адсорбер АКГ-981. Который в отличие от цеолитов при адсорбции сероводорода на адсорбенте АКГ-981 наличие влаги, напротив, улучшает адсорбционные свойства контакта по данному компоненту.

Установлено, что АКГ-981 не только является эффективным адсорбентом сернистых соединений, но и обладает хорошо осушивающими способностями, хотя при относительной влажности воздуха 60 % не уступает цеолитам, а степень осушки в этих условиях в 2...3 раза выше, чем у цеолитов.

Разумеется, адсорбент АКГ-981 не может заменить цеолиты, когда требуется провести глубокую осушку газа (до 100 ppm и ниже), однако он полезен в качестве форконтатора, который устанавливается перед слоем цеолитов, поскольку позволяет удалить основное количество влаги из газового потока. Цеолиты в этом случае производят глубокую доосушку. Следует отметить, что на АКГ-981 поглощение влаги не осложняется конкурирующей адсорбцией углеводородов и сероводорода.

Институтом СевКавНИПИГаз [63] разработана технология промышленной очистки газа от сероводорода, опытно-промышленные испытания (ОПИ) которой проводились на месторождении Кошехабль ООО «Кубаньгазпром». Концентрация сероводорода в газе этого месторождения достигает $1,5 \text{ г/м}^3$, а диоксида углерода – 121 г/м^3 .

На опытно-промышленной установке в качестве массообменного аппарата использовался опытный образец прямоточного насадочного адсорбера объемом 300 л. Для подачи растворов использовались дози-

ровочные плунжерные насосы производительностью 100 л/ч. Состав абсорбента: водный раствор сульфата железа и аммиачная вода.

Технологическая схема опытно-промышленной установки приводится на рис. 3.85.

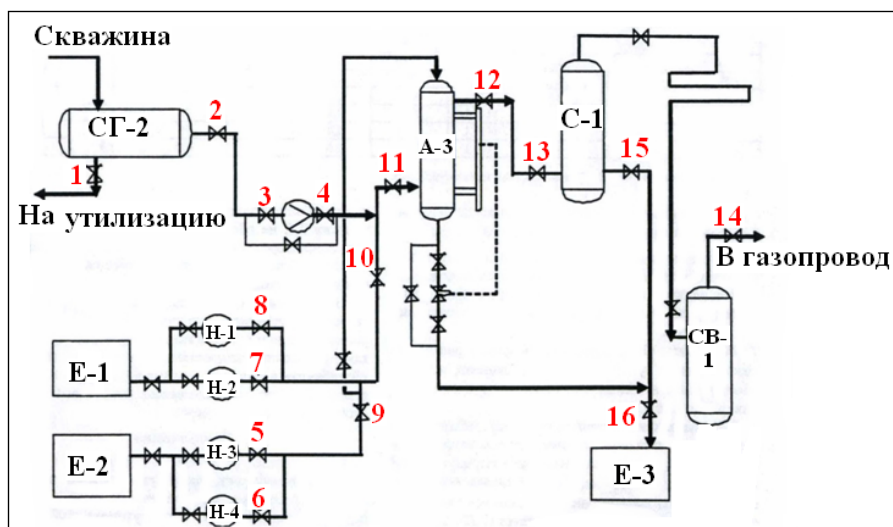


Рис. 3.85. Схема опытно-промышленной установки очистки газа от сероводорода [63]

Установка работает следующим образом. Сероводородсодержащий газ со скважины поступает в горизонтальный сепаратор *СГ-2*, где от газа отделяется капельная жидкость, которая через задвижку *1* направляется на утилизацию. Через задвижки *2*, *3* и замерную диафрагму, а затем через задвижку *4* газ поступает в линию подачи абсорбента и далее газожидкостная смесь поступает в абсорбер.

Водный раствор сульфата железа из *Е-2* насосами *Н-3* и *Н-4* по трубопроводу подается в абсорбер, а насосами *Н-1* и *Н-2* закачивается аммиачная вода. Оба раствора смешиваются после задвижек *5–9*, после задвижки *10* абсорбент смешивается с газом и далее газожидкостная смесь через задвижку *11* абсорбер *А-3*. Газожидкостная смесь отработанного абсорбента и очищенного газа через задвижки *12* и *13* поступает в сепаратор *С-1*. С верха сепаратора *С-1* очищенный газ поступает во второй вертикальный сепаратор *СВ-1*, после чего через задвижку *14* поступает в магистральный газопровод. Отработанный абсорбент выводится снизу *А-3* через задвижку *16* в емкость отработанного раствора *Е-3*. В эту же емкость через задвижки *15* и *16* поступает отработанный абсорбент из сепаратора *С-1*.

Результаты испытаний позволяют сделать ряд выводов:

- технология с использованием в качестве поглощающего раствора водного раствора сульфата железа и аммиака способна обеспечить в условиях проточного режима глубокую очистку газа от сероводорода. Оста-

точное содержание сероводорода в очищенном газе не превышает 7 мг/м^3 , что соответствует норме ОСТ 51.40-93.

- для очистки газа от сероводорода с использованием водных растворов сульфата железа и аммиака могут применяться прямоточные насадочные аппараты. Это упрощает технологию и снижает ее металлоемкость, что особенно важно в условиях промысла.
- при высоких концентрациях диоксида углерода в газе, когда отношение $C_{\text{CO}_2} / C_{\text{H}_2\text{S}} > 100$ разработанная технология позволяет обеспечить селективное извлечение сероводорода из газа. Селективность является одним из главных требований к технологии промышленной очистки, так как этим определяется расход реагентов [63].

Обычно очистка газа от углекислого газа проводится одновременно с его очисткой от сероводорода, т.е. этаноламинами (рис. 3.86). При высоком содержании CO_2 (до 12...15 %) и незначительном содержании H_2S применяют очистку газа под давлением (рис. 3.87) [5].

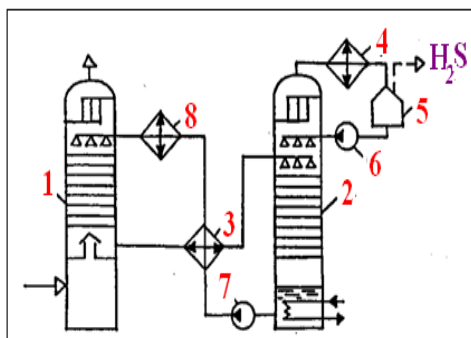


Рис. 3.86. Схема очистки газа от сероводорода [5]:

1 – абсорбер; 2 – выпарная колонна (десорбер); 3 – теплообменник; 4, 8 – холодильник; 5 – ёмкость – сепаратор; 6, 7 – насосы

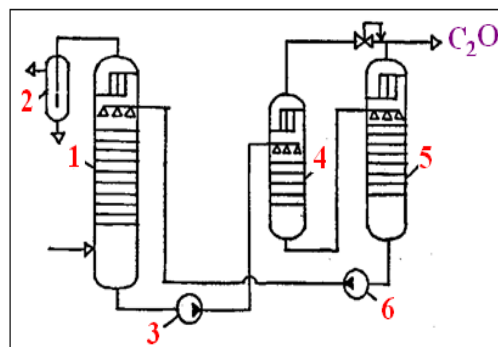


Рис. 3.87. Схема очистки газа от двуоксида углерода водой под давлением [5]:

1 – реактор; 2 – водоотделитель; 3, 6 – насосы; 4 – экспансер; 5 – дегазационная колонна

Газ, содержащий CO_2 подаётся в реактор 1, заполненный железными или керамическими кольцами Рашига (рис. 3.88), которые орошаются водой под давлением. Очищенный газ проходит водоотделитель 2 и затем идёт по назначению. Вода, насыщенная углекислым газом, насосом 3 подаётся в экспансер 4 для отделения CO_2 методом разбрызгивания. Для полного удаления CO_2 вода подаётся в дегазационную градирню 5, откуда насосом 6 возвращается в ёмкость 1.

Кольца Рашига – предназначены для заполнения рабочих объёмов насадочных колонн и аппаратов с целью повышения интенсивности тепло- и массообменных процессов в оборудовании химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей и др. отраслей промышленности, систем канализации и водоснабжения, про-

изводства аммиака и минеральных удобрений.

Выделяемый CO_2 используется для производства соды, сухого льда и др.

Автор работы [64] предлагает пересмотреть существующую систему сбора и подготовки газа и предлагает новую технологию подготовки и транспортировки природного газа.

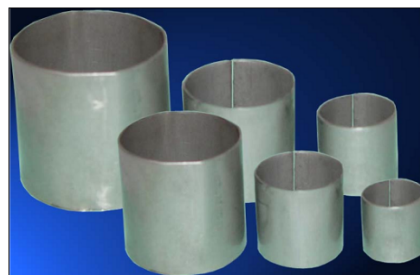


Рис. 3.88. Кольца Рашига

Суть новой технологии подготовки транспортировки газа состоит в том, что часть газа или весь газ каждой скважины сжижают, повышают давление полученного криогенного продукта до требуемых значений, регазифицируют криогенный продукт теплым газом скважины и направляют его в МГ. При охлаждении и сжижении газа присутствующая в нем влага и углекислый газ вымораживаются, а тяжелые фракции конденсируются и утилизируются. По всей трассе перекачки газа процессы сжижения, повышения давления криогенной жидкости и регазификации теплым исходным газом повторяют периодически в местах большого отбора газа потребителями.

Предлагаемая технология поясняется схемами, показанными на рис. 3.89. и 3.90.

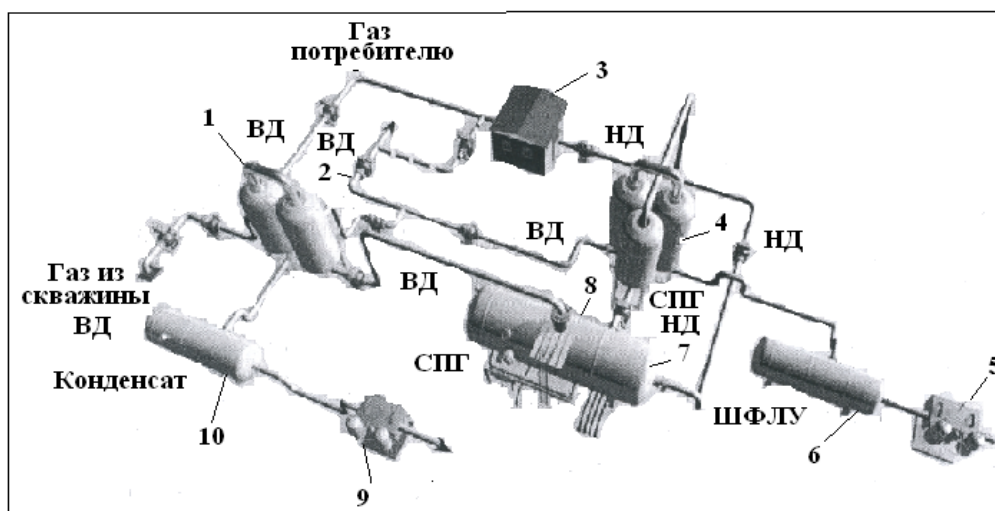


Рис. 3.89. Схема подготовки газа на промысле [64]:

1 – двухблочный сепаратор – теплообменник; 2 – отвод газа высокого давления потребителям; 3 – компрессор; 4 – установка получения сжиженного природного газа; 5 – насос перекачки потребителям; 6 – емкость сбора нестабильного конденсата; 7 – криостат; 8 – криогенный насос высокого давления; 9 – насос высокого давления для закачки конденсата в пласт; 10 – сборник конденсата; ВД и НД – высокое и низкое давление

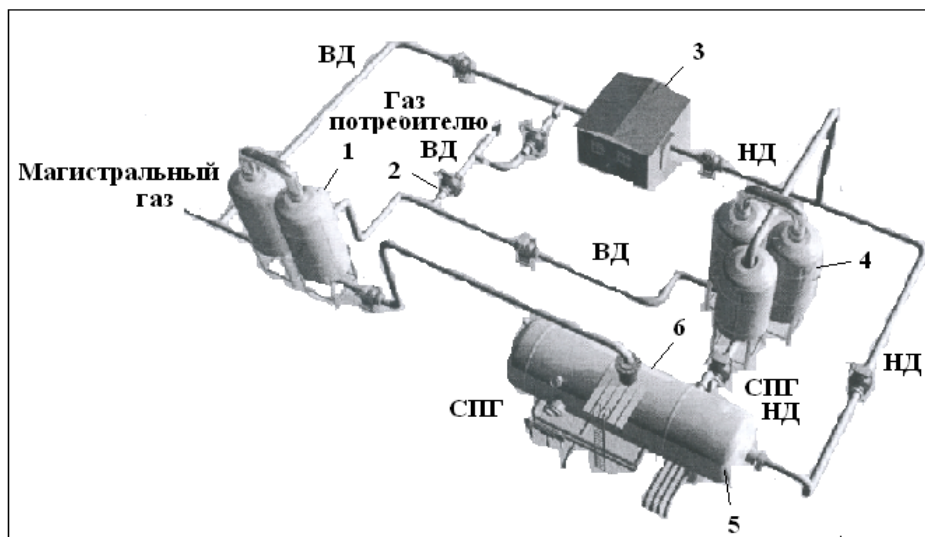


Рис. 3.90. Схема транспортировки газа [64]:

1 – двухблочный сепаратор–теплообменник; 2 – отвод газа высокого давления потребителям; 3 – компрессор; 4 – установка получения сжиженного природного газа; 5 – криостат; 6 – криогенный насос высокого давления

Предлагаемая технология позволяет начать добычу газа сразу же после сдачи скважины в эксплуатацию, не дожидаясь постройки УКПГ. При этом для осушки и очистки газа не потребуются в прежних объемах гликоли с системами их очистки и хранения. Возможен подбор оптимального режима эксплуатации каждой скважины, что исключит выносы механических примесей (песка) из пласта на забой скважины и значительно увеличит срок их эксплуатации до капитального ремонта,

Охлаждение и сжижение всего объема газа, выходящего из скважины, обеспечивает более глубокую его осушку, чем того требует ОСТ 5140-93, т. е. получение продукта более высокого качества и цены. Нестабильный конденсат, получаемый в установке сжижения, можно использовать на промысле как цетаноувеличивающую добавку к дизельному топливу.

Работа комплексов подготовки и транспортировки газа вследствие простоты и надежности используемого оборудования может быть полностью автоматизирована, а для отслеживания работы автоматики потребуется минимальное число операторов.

В систему подготовки скважинной продукции могут включаться системы по переработке попутного нефтяного газа. Краткий аналитический обзор данной проблемы приведен в приложение 2.

Контрольные задания

Входной контроль

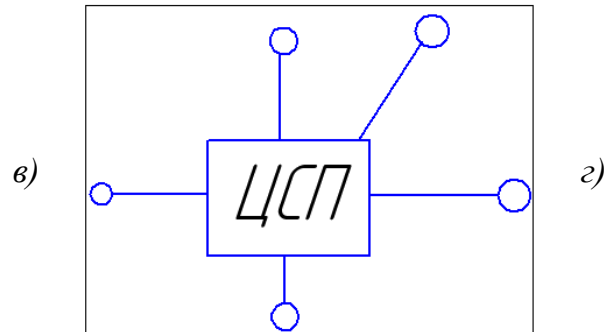
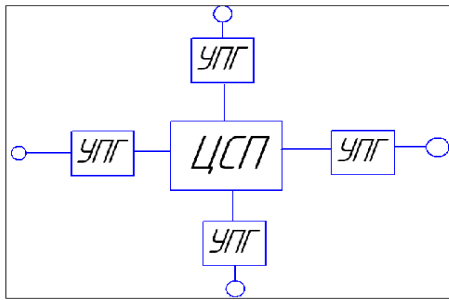
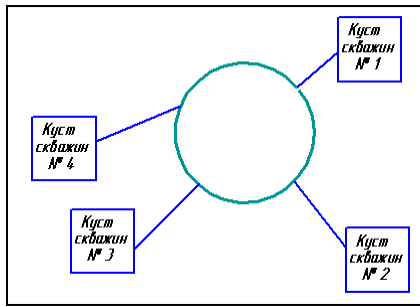
1. Какие установки не применяются при типовой схеме сбора и подготовки нефти, газа и воды: а) – газораспределительные станции; б) – система контроля количества и качества нефти; в) – установки предварительного сброса воды; г) – дожимные насосные станции; д) – автоматизированные групповые замерные установки; е) – штанговые глубинные насосы; ё) – установки электроцентробежных насосов; ж) – установки комплексной подготовки нефти; з) – компрессорные станции; и) – блочные кустовые насосные станции.
2. На какой установке происходит основной сброс пластовой воды: а) – установка предварительного сброса пластовой воды; б) – дожимная насосная станция; в) – автоматизированная групповая замерная установка; г) – установка электроцентробежного насоса; д) – штанговый глубинный насос.
3. Установите последовательность процесса подготовки нефти. Из предложенных вариантов выберите верный.

Таблица 3.12

Последовательность процесса подготовки нефти

1	2	3
стабилизация нефти	сепарация нефти	стабилизация нефти
сепарация нефти	предварительное обезвоживание с доведением остаточной воды в нефти до величин не более 10 %	сепарация нефти
предварительное обезвоживание с доведением остаточной воды в нефти до величин не более 10 %	глубокое обезвоживание и обессоливание, после которого содержание остаточной воды не более 1,0 %	предварительное обезвоживание с доведением остаточной воды в нефти до величин не более 10 %
глубокое обезвоживание и обессоливание, после которого содержание остаточной воды не более 1,0 %	стабилизация нефти	глубокое обезвоживание и обессоливание, после которого содержание остаточной воды не более 1,0 %

4. Выберите индивидуальную систему сбора газа на промысле из предложенных схем.



5. Какой из предложенных технологических процессов, может применяться для обезвоживания и обессоливания нефти: а) – флотация; б) – гравитационный отстой нефти ; в) – деэмульсация; г) – горячий отстой нефти; д) – ингибирование; е) – термохимические методы; ё) – коагулирование; ж) – электрообессоливание и электрообезвоживание нефти.
6. Укажите системы сбора газа, на промыслах: а) – лупинговая; б) кольцевая; в) – индивидуальная; г) – групповая; д) – централизованная.
7. Какие существуют системы сбора скважинной продукции. Из предложенных вариантов выберите верный: а) – самотечные двухтрубные; б) – трехтрубные; в) – двухтрубные; г) – высоконапорная однострубая; д) – напорная система.
8. Укажите трехкомпонентные измерительные установки: а) – «ОЗНА Импульс»; б) – «ОЗНА Массомер»; в) – «ОЗНА Микрон»; г) – «Спутник» со счетчиком СКЖ; д) – «Дельта»; е) «Мера».
9. Выберите из предложенных вариантов методы, которые могут применяться для измерения дебита скважин: а) – одиночный; б) – групповой; в) – массовый; г) – объемный; д) – индивидуальный; е) – комбинированный.
10. Установите какие сепараторы относятся к сепараторам высокого давления. В которых поддерживается давление: а) – менее 2 МПа; б) – более 4 МПа; в) – от 2...4 МПа.
11. Какие из предложенных веществ не применяются для осушки газа: а) – диэтиленгликоль; б) – триэтиленгликоль; в) РЭД-1988; г) монопропиленгликоль; д) деэмульгаторы бинарного действия.

Текущий контроль

1. Какие установки применяются при типовой схеме сбора и подготовки нефти, газа и воды?
2. Что такое деэмульгатор? Какие деэмульгаторы вы знаете?
3. Назовите, какие методы применяются при очистки нефти от сероводорода ? Охарактеризуйте эти методы.
4. Укажите достоинства и недостатки реагентов бинарного действия.
5. На каком этапе подготовки природного или нефтяного газа требуется применение ДЭГ, ТЭГ и т.д.? Опишите этот процесс.
6. Обоснуйте, почему требуется производить очистку нефти и газа от сероводорода. Укажите допустимое содержание сероводорода в соответствии с требованием ГОСТ Р 51858-2002.
7. Что такое эмульсия? Какие виды эмульсий вы знаете? Каким образом разрушают нефтяные эмульсии.
8. Какие технологии применяются при переработке попутного нефтяного газа. Аргументируйте свой ответ.
9. Опишите в как осуществляется процесс стабилизации нефти.
10. Охарактеризуйте принцип работы сепараторов.

4. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

4.1. Осложнения, вызванные коррозионными разрушениями

В процессе добычи нефти подземное и наземное оборудование контактирует со сложной по составу газожидкостной смесью. Характер и степень воздействия добываемой из пласта смеси на нефтепромысловое оборудование зависит от способа разработки и эксплуатации месторождений, применяемой техники и технологии, режима работы и агрессивности смеси, которая определяется физико-химическими свойствами трех ее составляющих: нефти, минерализованной воды и газа.

Подтоварные воды (сточные и пластовые), являясь основной агрессивной средой, благоприятствуют развитию интенсивной электрохимической коррозии оборудования.

4.1.2. Типы и виды коррозии

По площади повреждения коррозия бывает сплошная и местная. Сплошная коррозия в зависимости от скорости распространения может быть равномерной и неравномерной. Местная коррозия в зависимости от механизма протекания реакции может быть в виде пятен, язв, точечной (питтинг), избирательной, межкристаллитной, подповерхностной, а также в виде коррозионного растрескивания (табл. 4.1).

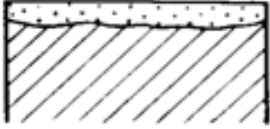
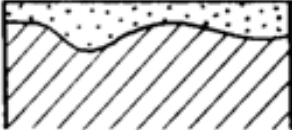







На рис. 4.1 приведены примеры коррозионного повреждения промышленных трубопроводов.



Рис. 4.1. Коррозия нефтесборного промышленного трубопровода

Таблица 4.1

Основные типы коррозионных повреждений

<i>Название</i>	<i>Рисунок</i>
Сплошная коррозия	
Равномерная	
Неравномерная	
Местная	
Коррозия пятнами	
Коррозия язвами	
Точечная (питтинг)	
Избирательная	
Межкристаллитная	
Коррозионное растрескивание	
Подповерхностная	

4.1.3. Основные механизмы коррозионного разрушения

Зная механизм протекания коррозии, то есть *выявив причины коррозии*, можно более эффективно разрабатывать комплекс мероприятий по предотвращению преждевременного разрушения трубопроводной системы промыслов. Это является актуальной задачей предприятий добычи углеводородов. Поэтому рассмотрим основные механизмы протекания коррозии (рис. 4.2).



Рис. 4.2. Основные механизмы формирования коррозии

Механизм формирования очагов «канавочной» коррозии

Для обозначения разрушения металла в виде небольшого, продолговатого рва длиной 10...12 м и шириной 20...50 мм, визуально напоминающее канавку или ручеек, применяется условный термин «канавочная» коррозия.

По одной из существующих научных гипотез образование канавочной коррозии связаны с содержанием в трехфазном потоке механических примесей, которые выпадают на дно трубы в процессе транспорта нефти и при движении вызывают абразивный износ трубы по нижней образующей, способствуя тем самым росту интенсивности коррозии в данной области. Так как скорость течения жидкости, а, следовательно, и твердых частиц на восходящих участках коллектора обычно значительно ниже, чем на горизонтальных и нисходящих, то возможна концентрация частиц и образование отложений в точках перегиба (рис. 4.3).

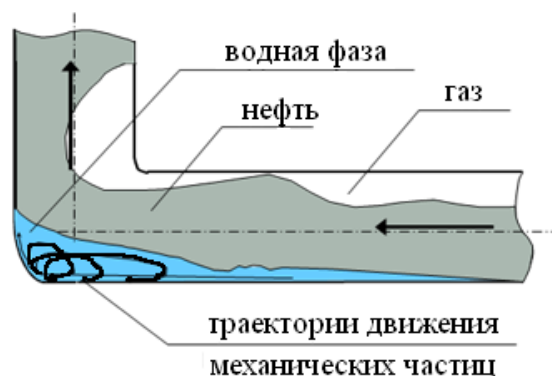


Рис. 4.3. Принципиальная схема образования коррозионных разрушений в точках перегиба

По другой гипотезе механические примеси могут скапливаться на пониженных и горизонтальных участках трубопровода и образовывать донные отложения, которые из-за низких скоростей газожидкостного потока не разрушаются, а формируются в виде полос. Поэтому коррозионные разрушения под образовавшимся осадком имеют вид канавок (канавочная или ручейковая коррозия). При этом участки поверхности трубы под осадком становятся анодом, а сам осадок катодом. В возникшей гальванической паре металл трубы под осадком начинает интенсивно разрушаться, причем процесс коррозии ускоряется присутствующими в осадке сульфидами железа.

Результаты экспертных исследований показывают, что на формирование и развитие очагов коррозии в трубопроводах оказывает влияние совокупность факторов. В их числе – гидродинамический (скорость и характер движения смесей типа «вода – нефть – газ»), химический (состояние пластовых и сточных вод и их способность самопроизвольно отлагать осадки), эксплуатационный (наличие в транспортируемой среде частиц кварцевого песка) и металлургический (состав сталей, технология получения труб). Исходя из этого, можно выделить следующие основные стадии рассматриваемого процесса (табл. 4.2):



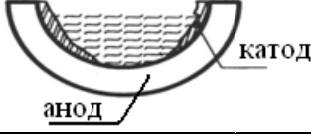
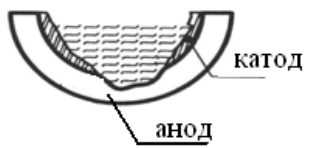
- отложение на внутренней поверхности трубопровода осадка, включающего в себя оксиды и карбонаты железа, карбонаты кальция-образование которых происходит в результате коррозионного процесса;
- эрозионный износ осадка из-за абразивного действия механических примесей, в частности песка в области нижней образующей трубопровода;
- образование на поверхности трубопровода гальванических макропар, с большой разностью потенциалов (~ 200 мВ), в которых анодом выступает участок трубы малой площадью, освобожденной от осадков,

а катодом – остальная часть трубы, покрытая осадком (скорость может достигать 5...8 мм/год).

- ускоренное растворение анода, приводящее в итоге к разрушению трубопровода.

Таблица 4.2

Основные стадии формирования очагов канавочной коррозии

Номер стадии	Описание стадии	Схема
I	формирование осадка Fe_3O_4 , $FeCO_3$, FeS ;	
II	эрозионный износ осадка в области нижней образующей трубы;	
III	образование гальванопары ($\Delta E \sim 200$ мВ);	
IV	разрушение металла в области нижней образующей трубы, образование трещин.	

Пример: Канавочные коррозионные повреждения



Описание коррозионного поражения: В центре канавка с пологими берегами. По обе стороны от канавки многочисленные язвы округлой формы глубиной от 0,5 до 1мм. Утонение стенки составляет 8,5мм. Ширина наибольшего коррозионного поражения 160мм

Продукты коррозии: На нижней образующей внутренней поверхности трубы – продукты коррозии коричневого и черного цвета – оксиды Fe_3O_4 , гидроксиды $Fe(OH)_2$

Рис. 4.4. Образование канавочной коррозии низконапорного водовода ОАО «Юганскнефтегаз»:

Размер труб: $\varnothing 325 \times 10,0$ мм; марка стали: 10; время эксплуатации до отказа: с 1985г. - около 20 лет; тип среды: VI а



Описание коррозионного поражения: На нижней образующей внутренней поверхности трубы – канавка шириной около 75 мм и глубиной 1,5 мм с пологими берегами образованная слиянием многочисленных язв округлой и продолговатой формы. По обе стороны от канавки многочисленные мелкие язвы округлой формы глубиной до 0,2 мм. Ширина наибольшего коррозионного поражения по нижней образующей 90 мм.

Продукты коррозии: На нижней образующей внутренней поверхности трубы - продукты коррозии коричневого и черного цвета толщиной до 1 мм, прочно сцепленные с основным металлом - гидроксиды $Fe(OH)_2$, оксиды Fe_3O_4 .

*Рис. 4.5. Образование канавочной коррозии промышленного трубопровода ОАО НК «Роснефть-Пурнефтегаз»:
Размер труб: $\varnothing 159 \times 9,5$ мм; марка стали: 10; время эксплуатации до отказа: 14 лет; тип среды: I а, II а*

Механизм локального разрушения в присутствии осадка

Механизм локального разрушения в присутствии осадка может протекать в двух направлениях: под пленкой прокатной окалины или осадка и при удалении осадка с поверхности металла [65].

I) Под пленкой прокатной окалины или осадка:

- образование пор, трещин, микрощелей в слое прокатной окалины из-за внутренних напряжений;
- проникновение пластовой воды через вторичные осадки на поверхности металла;
- проникновение пластовой воды в щелевое пространство за счет электрокапиллярного эффекта (рис. 4.6, а);
- взаимодействие металла с пластовой водой в щелевой зоне под слоем прокатной окалины (осадка);
- образование язвы (рис. 4.6, б), дальнейшее развитие которой может привести к перфорации стенки и образованию свища.

II) При удалении осадка с поверхности металла:

- Механическая деструкция и удаление части слоя окалины или осадка в результате гидродинамического и эрозионного воздействия потока (рис. 4.6, в);

- *Обнажение поверхности металла и развитие питтинговых или канавочных очагов коррозии со скоростью 2,0...2,5 мм/год и до 10 мм/год (рис. 4.6, г).*

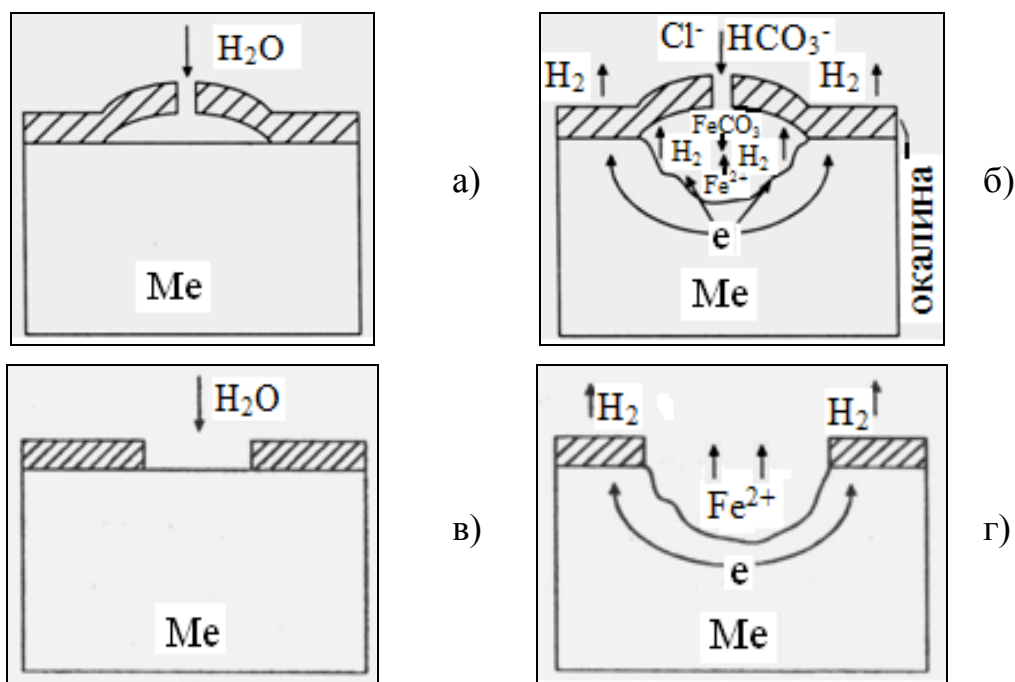
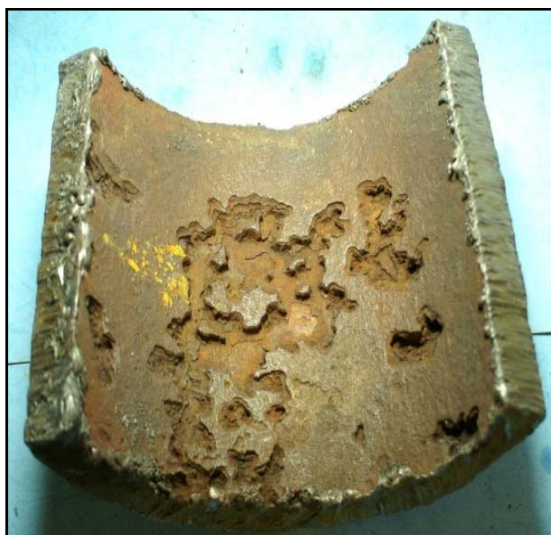


Рис. 4.6. Модель развития язвы под пленкой прокатной окалины или осадка (а, б) и в местах удаления осадка с поверхности металла (в, г)

Примеры: Коррозионные повреждения с образованием язвы



Описание коррозионного поражения: На нижней образующей трубы - многочисленные язвы округлой и продолговатой формы глубиной до 8мм. В центре язвы расположены на близком расстоянии и сливаются между собой. Берега язв резко очерчены. По берегам язв наблюдаются ступени. Ширина наибольшего коррозионного поражения 200мм.

Продукты коррозии: На нижней образующей трубы продукты коррозии коричневого цвета - гидроксиды $Fe(OH)_2$, оксиды Fe_3O_4 .

*Рис. 4.7. Фрагмент коррозионного повреждения с образованием язвы УПСВ «Харампурнефть» промышленного трубопровода:
Размер труб: $\varnothing 273 \times 25$ мм; марка стали: 10; тип среды: I а, II а; время до отказа: 9 лет*



Описание коррозионного поражения: На наружной поверхности трубы - многочисленные язвы продолговатой формы, расположенные на близком расстоянии и сливающиеся между собой, глубиной 0,5 - 4мм. Присутствуют четыре сквозные язвы продолговатой формы с размытыми берегами, образованные слиянием двух язв. На нижней образующей внутренней поверхности - немногочисленные язвы округлой формы, глубиной 0,5...2мм. Ширина коррозионного поражения по нижней образующей около 70мм.

Продукты коррозии: На наружной поверхности трубы - продукты коррозии коричневого цвета - гидроксиды $Fe(OH)_2$, оксиды Fe_3O_4 . На нижней образующей внутренней поверхности трубы - продукты коррозии коричневого и черного цвета, прочно скрепленные с металлом - гидроксиды $Fe(OH)_2$, оксиды Fe_3O_4 .

Рис. 4.8. Фрагмент коррозионного повреждения с образованием язвы промышленного трубопровода, «Кумухское-Таловское», ЦДНГ №2:
Размер труб: $\varnothing 270 \times 8,0$ мм; марка стали: 10; тип среды: III а

Механизм сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением

1. Первичноенаводороживание в среде, содержащей H_2S :

(4.1)

Диссоциация сероводорода в водном растворе:

(4.2)

Ионизация железа и переход ионов в водный раствор:

(4.3)

Разряд ионов водорода с образованием атомарного водорода:

(4.4)

Атомарный водород, адсорбируясь на поверхности металла, диффундирует во внутрь металла, приводит к образованию приповерхностных вздутий (блистеров), способствует охрупчиванию стали.

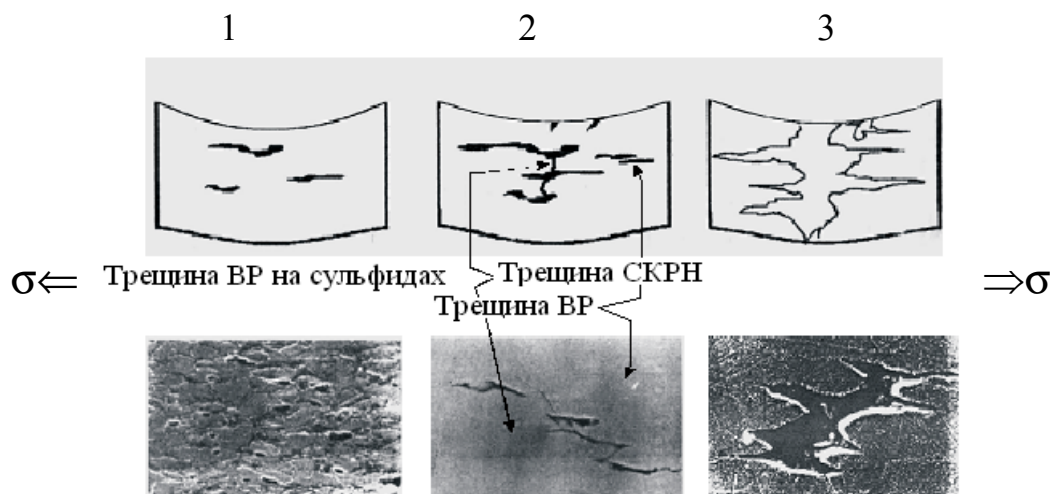


Рис. 4.9. Стадии образования язв на внутренней поверхности трубы по механизму сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением

2. Образование в объеме металла трубы множественных микро-трещин водородного растрескивания.

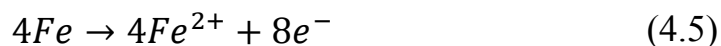
Как правило, в стали микротрещины водородного растрескивания образуются на структурных неоднородностях, которыми являются, в частности, неметаллические включения (оксиды, сульфиды, силикаты, грубые нитриды), их скопления, границы зерен, скопления дислокаций. Подобные неоднородности служат ловушками атомарного водорода, что обуславливает восходящую диффузию водорода к ним. Атомарный водород скапливается вблизи ловушек, в результате чего металлическая матрица вокруг них деградирует, что при определенных условиях вызывает локальное растрескивание и образование микропустот. Микропустоты являются мощными ловушками водорода: атомарный водород молизуется в микропустотах, что приводит к повышению давления в них. За счет повышения внутреннего давления микропустоты расширяются. В ходе коррозии количество и размеры внутренних водородных трещин увеличиваются со временем.

3. Объединение водородных трещин между собой и окончательное развитие хрупкой трещины под действием прилагаемых нагрузок.

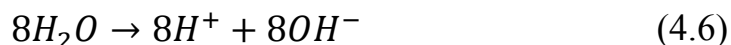
Локальное разрушение под действием сульфатовосстанавливающих бактерий

Бактериальная коррозия проявляется в виде глубоких изолированных язв, расположенных на анодных участках поверхности металла под колониями бактерий (рис. 4.10).

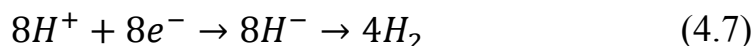
Анодная реакция:



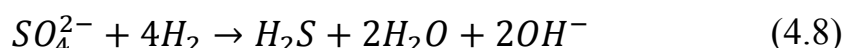
Диссоциация воды:



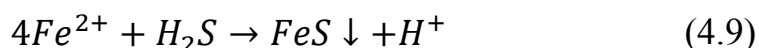
Катодная реакция:



Реакция восстановления сульфата до сульфида под действием сульфатовосстанавливающих бактерий:



Реакция осаждения:



Суммарная реакция:

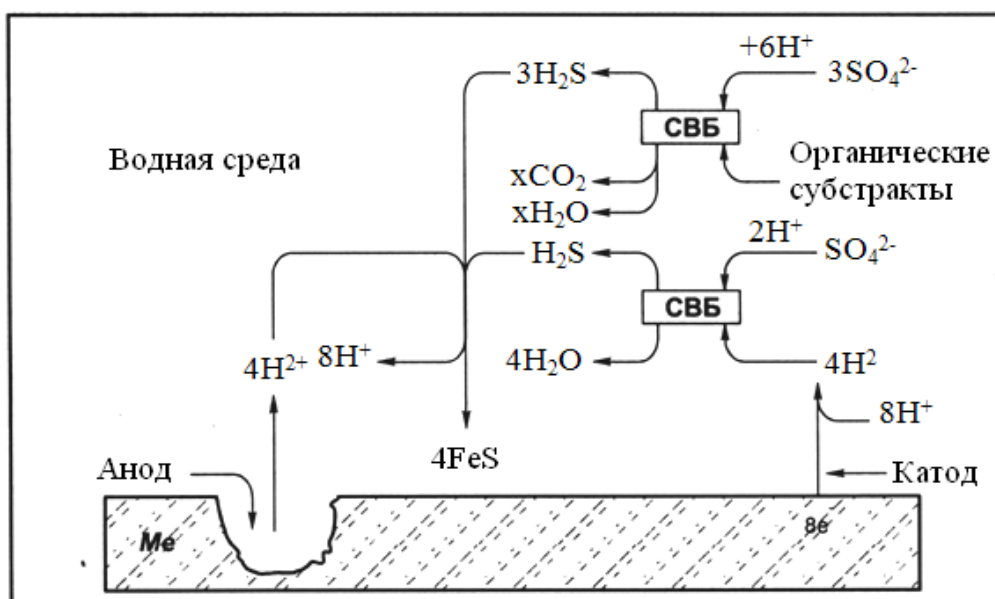
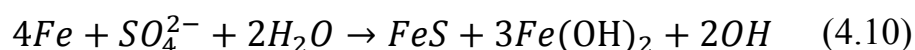


Рис. 4.10. Схематическое изображение коррозионных процессов под действием сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)

Вид язвенного разрушения при бактериальной коррозии – плоские края с террасным строением (рис. 4.11).



Рис. 4.11. Схематическое изображение роста язв под колонией бактерий

Коррозионный процесс с кислородной деполяризацией

Процессы коррозии металлов, у которых катодная реакция осуществляется с участием растворенного в электролите кислорода, называется **коррозией с кислородной деполяризацией**.

Данный вид коррозии – наиболее распространенный процесс, т.к. по этому механизму корродируют металлы в водных средах, влажной атмосфере, почве. На рис. 4.12 представлено схематическое изображение процесса образования язвы в аэрируемой среде.

Стадийность катодного процесса:

- растворение кислорода воздуха в электролите;
- перенос растворенного молекулярного кислорода в объеме электролита к поверхности металла;
- ионизация кислорода на катодных участках поверхности:
 - при $R_n \geq 7$ $O_2 + 4e + 2H_2O \rightarrow 4OH^-$ (4.11)
 - при $R_n < 7$ $O_2 + 4e + 4H^+ \rightarrow 2H_2O$ (4.12)
- массоперенос ионов OH^- от металла в глубь электролита.

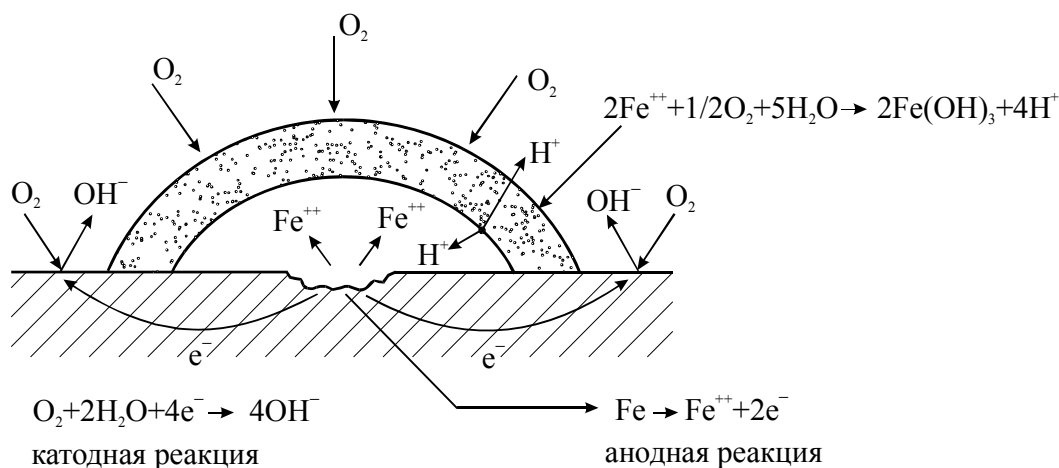


Рис. 4.12. Схематическое изображение процесса образования язвы в аэрируемой среде

Стадийность процесса образования язвы в аэрируемой среде:

1. Растворение кислорода воздуха в электролите; перенос растворенного молекулярного кислорода в объеме электролита к поверхности металла;
2. Образование малорастворимого гидроксида железа $Fe(OH)_3$, покрывающего анодные участки поверхности металла; возникновение деаэрированных участков поверхности;
3. Образование концентрационного элемента:
 - *анодный процесс протекает скрыто под слоем продуктов коррозии (ржавчины);*
 - *катодный процесс протекает свободно при непрерывном действии кислорода воздуха (O_2).*
4. Возникновение питтинга и его автокаталитический рост;
5. Образование язвы.

4.1.4. Факторы, влияющие на интенсивность коррозионного разрушения

К основным факторам, определяющим коррозионную активность пластовых и сточных вод можно отнести следующие: общая минерализация воды, кислотность воды (pH), температура и скорость движения воды относительно металлической поверхности, соотношение объемов воды и нефти в добываемой продукции, содержание в воде коррозионноактивных газов – кислорода, сероводорода, углекислого газа.

Гидродинамический фактор

Важным фактором коррозионной активности среды является гидродинамический фактор, который ассоциируется, прежде всего, с такими понятиями как скорость потока и структурные формы движения газожидкостной смеси (ГЖС) по трубопроводу. Структура ГЖС влияет на характер коррозионных процессов, которые протекают в трубопроводе. В настоящее время существует несколько десятков методик прогнозирования режимов ГЖС в трубопроводах различной ориентации – от горизонтальной до вертикальной. Рассмотрим структуры ГЖС, взятые из трех источников (табл. 4.2). Согласно [68], расслоенная структура может иметь несколько форм, по методике Джемсона отдельно выделены ровная и волновая расслоенные структуры, структура с бегущей волной также представлена отдельно. Бейкер различает расслоенную и волновую структуры. Хотя изображения потоков из всех трех источников идентичны, они имеют разную группировку и название. Пробковая и дисперсная структуры имеются как по [68], так и по методике Бейкера,

Джепсон такие структуры не выделяет. Кольцевая структура имеется у всех трех авторов. Снарядная структура присутствует и у Бейкера и Джепсона, но их изображения различны. Кроме того, Джепсоном отдельно выделена псевдоснарядная структура. Бейкер приводит пенную структуру, Джепсон – поршневую. Эти структуры не встречаются в других источниках и являются их характерной особенностью.

При совместном движении в трубопроводе нефти и воды в зависимости от скорости потока и обводненности скважинной продукции возможно образование эмульсионных (дисперсных) структур типа «вода в нефти» и «нефть в воде», а также расслоенной формы течения, при которой движение воды и нефти происходит в виде отдельных фаз.

Переход одной эмульсионной структуры в другую происходит в интервале инверсии фаз при обводненности 55...65%. Расслоенная форма течения может иметь место при любой обводненности и считается наиболее опасной в коррозионном отношении. Одним из условий перехода расслоенной формы течения в эмульсионную структуру является увеличение скорости потока, что при высокой обводненности приводит к резкому росту скорости коррозии.

Данные по коррозионным отказам нефтегазопроводных труб на Самотлорском месторождении свидетельствуют, что в условиях высокой обводненности и отложения осадков рост скорости потока способствует увеличению скорости коррозии, которая скачкообразно изменяется при значениях скорости потока 2,5 м/с и более.


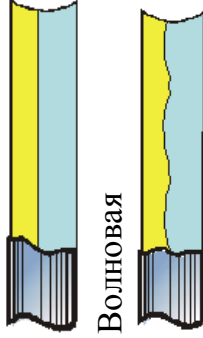





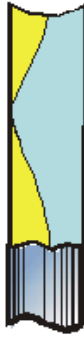


Коррозионную активность пластовых вод, транспортируемых сред усиливают растворенные коррозионноактивные газы – кислород, сероводород, углекислый газ.

Наличие кислорода



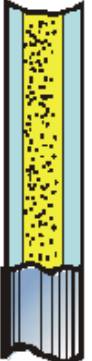
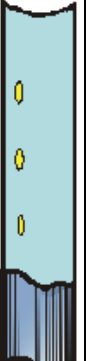

Коррозия в присутствии кислорода (коррозия с кислородной деполляризацией) зависит от нескольких факторов: температуры, *pH* среды, скорости движения потока и др. С ростом температуры скорость коррозии, как правило, возрастает, за счет увеличения скорости движения ионов. В нейтральных средах (*pH* ~ 7) зависимость скорости коррозии от температуры носит сложный характер. Это связано с тем, что с повышением температуры уменьшается растворимость кислорода. В открытых аэрируемых системах скорость коррозии с ростом температуры в пределах 20...80 °С возрастает и далее уменьшается вследствие резкого снижения концентрации кислорода. В закрытой системе, например, в трубопроводе, когда кислород не может выделяться из раствора, скорость коррозии стали непрерывно растет с увеличением температуры.

Таблица 4.2

Структуры газожидкостных потоков в горизонтальных трубах

Изображение структуры по [68]	Изображение структуры по методике Бейкера[68]	Изображение структуры по методике Дженсона[69]
<p>Расслоенная</p> 	<p>Расслоенная</p>  <p>Волновая</p> 	<p>Ровная расслоенная</p>  <p>Волновая расслоенная</p>  <p>С бегущей волной</p> 
<p>Пробковая</p> 		<p>нет</p>
<p>нет</p>	<p>Снарядная</p> 	
<p>нет</p>	<p>нет</p>	<p>Псевдоснарядная</p> 

Окончание таблицы 4.2

Изображение структуры по [67]	Изображение структуры по методике Бейкера [68]	Изображение структуры по методике Дженсона [69]
<p>Дисперсная</p> 		<p>нет</p>
	<p>Кольцевая</p> 	
<p>нет</p>	<p>Пенная (пузырьковая)</p> 	<p>нет</p>
<p>нет</p>	<p>нет</p>	<p>Поршневая</p> 

Скорость движения среды

В минерализованных средах скорость коррозии растет с увеличением скорости движения среды из-за усиления подачи кислорода к металлической поверхности. В нейтральных средах при скорости движения среды до 0,4 м/с скорость коррозии стали заметно возрастает вследствие облегчения диффузии кислорода к металлической поверхности. С ростом скорости движения насыщенной кислородом среды до 0,8 или до 0,9 м/с скорость коррозии снижается в результате образования пассивной пленки на металле при достаточно обильном поступлении кислорода. При дальнейшем увеличении скорости движения среды происходит разрушение защитной пленки и самого металла в результате коррозионно-эрозионных и кавитационных процессов. Скорость коррозии при этом растет. Скорость коррозии определяется по формуле[70]:

$$K_m = \frac{m_0 - m_1}{S \cdot \tau} \quad (4.13)$$

где m_0 – начальная масса металла до испытания, г;
 m_1 – масса металла после испытания, г;
 S – рабочая поверхность образца, м²;
 τ – продолжительность испытания, час.

Давление

Давление также в значительной степени ускоряет коррозию металла из-за повышения растворимости кислорода.

Агрессивность сред особенно сильно возрастает при одновременном наличии в них растворенных газов: кислорода, сероводорода, углекислого газа.

Совместное присутствие O_2 и CO_2 вызывает сильные коррозионные разрушения, т.к. вместе они являются активными деполяризаторами. Характерным признаком воздействия углекислого газа является отложения солей и продуктов коррозии (карбонаты кальция, железа наряду с оксидами и гидроксидами) и, как следствие, образование питтингов и изъязвление поверхности.

Наличие сероводорода и углекислого газа

Скорость специфических коррозионных разрушений, вызываемых присутствием сероводорода и углекислого газа в транспортируемых средах, зависит от многих факторов, совместное влияние которых очень сложно и недостаточно изучено. Отметим некоторые из них.

С повышением парциального давления сероводорода $P(H_2S)$ и диоксида углерода $P(CO_2)$ скорость общей коррозии, как правило, растет,

т.к. углекислый газ, подкисляя среды, облегчает протекание коррозионных процессов. При совместном присутствии сероводорода и углекислого газа самая высокая скорость коррозии, по данным ВНИИГаза, отмечается при соотношении $H_2S:CO_2 = 1:3$.

Нефтепромысловые среды, содержащие сероводород и вызывающие специфические коррозионные разрушения в зависимости от парциального давления H_2S , подробнее рассмотрены в пункте 4.1.5. Отметим лишь влияние температуры на сульфидное коррозионное растрескивание: в диапазоне температур от 20 до 40⁰С интенсивность максимальна; с повышением и понижением температуры от этого диапазона интенсивность сульфидного коррозионного растрескивания снижается.

В последнее время зафиксировано повышение коррозионной активности нефтепромысловых сред. Как внутрипромысловые, так и магистральные нефтепроводы на месторождениях подвержены коррозии – трубы выходят из строя, как правило, из-за язвенной, реже из-за «канавочной» коррозии (коррозионно-механического износа, протекающего по нижней образующей внутренней поверхности трубы). Последний вид коррозии наиболее опасен, поскольку может вызвать разрушение трубы вдоль образующей на несколько метров, сопровождающееся значительными разливами нефти и серьезными экологическими последствиями.

Аварийность нефтегазопроводов, которая носит ярко выраженный локальный характер и сопровождается появлением на поверхности трубопроводов язв и канавок, превышает аналогичный показатель для водопроводов в 3...4 раза, напорных нефтепроводов в 40...50 раз, газопроводов – на 3 порядка [67]. Среда, способствующая развитию подобных коррозионных процессов отличаются особой агрессивностью и характеризуются высокой степенью минерализации и повышенным содержанием ионов кальция, а также наличием CO_2 в попутном нефтяном газе до 1,0% моль. В подобных условиях характер коррозии преимущественно углекислотный, причем в условиях образования рыхлого осадка $CaCO_3$ процесс коррозии становится локальным и протекает со значительными скоростями (примерно 10...30 раз больше, чем скорость равномерной коррозии) [65].

На всех нефтяных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, отмечается появление биогенного сероводорода и дальнейший рост его концентрации в составе скважинной продукции, что связано с зараженностью нефтепромысловых систем сульфатвосстанавливающими бактериями. Помимо реликтового (природного) сероводорода, входящего в состав большинства добываемых нефтей, биогенный

сероводород является источником резкого нарастания коррозионной активности пластовой жидкости.

Бактериальная коррозия является особым видом электрохимической коррозии. Образующиеся в процессе жизнедеятельности бактерий сульфиды характеризуются высокой коррозионной активностью. Коррозия, вызванная бактериями, отличается от сульфидной коррозии немикробного происхождения следующим:

- *выделение микробами сероводорода высокой концентрации – процесс, локализованный в раковинах вокруг бактериальных колоний;*
- *поверхность металла вблизи колоний часто находится под действием менее концентрированного сероводорода, чем поверхность металла непосредственно под колонией. Это создает эффект гальванического элемента, что усугубляет процесс формирования раковин коррозии.*

Сульфатвосстанавливающие бактерии постоянно воспроизводят сероводород в своей колонии, используя водород, выделенный при катодной коррозионной реакции. Таким образом, количество сероводорода в этом участке не снижается. Выделение бактериями мукополисахаридной слизи делает осадки FeS вязкими и клейкими, что улучшает контакт между катодным FeS и анодной поверхностью металла.

Все эти факторы приводят к тому, что сульфидная коррозия, вызванная бактериями, более локализована и более агрессивна, чем чисто сульфидная химическая коррозия.

4.1.5. Классификатор нефтепромысловых сред по их коррозионной активности

Согласно [71], учитывая возрастание коррозионной активности нефтепромысловых сред в последние годы, считается целесообразным введение четырех групп коррозионной активности (рис. 4.13).

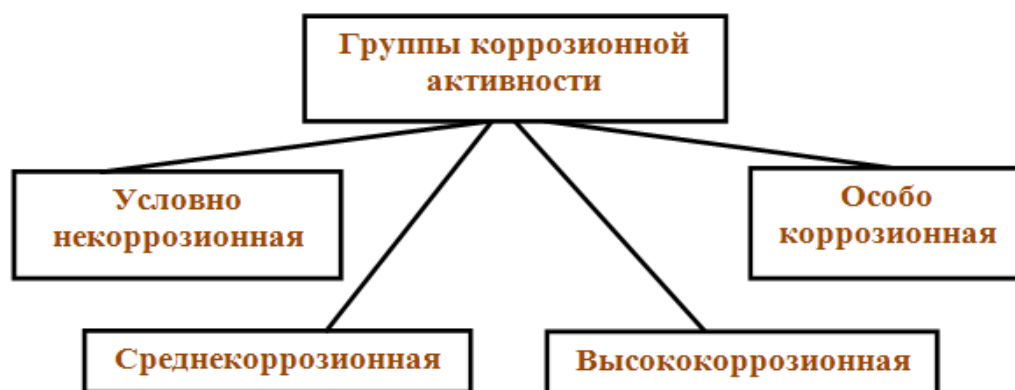


Рис. 4.13. Классификация групп по коррозионной активности

Классификация нефтепромысловых сред по степени их коррозионной активности представлена в табл.4.3.

Таблица 4.3

Классификация нефтепромысловых сред по степени коррозионной активности

Тип среды		Состав сред
Тип I	условно некоррозионная группа	а) до 99% пластовых вод с минерализацией до 10 г/л при отсутствии растворенных H_2S , CO_2 , O_2 ;
		б) до 50% пластовых вод с минерализацией до 50г/л при отсутствии растворенных H_2S , CO_2 , O_2 ;
		в) безводная нефть с содержанием H_2S до 60 мг/л.
Тип II	среднекоррозионная группа	а) до 99% пластовых вод с минерализацией до 50г/л при отсутствии растворенных H_2S , CO_2 и O_2 ;
		б) до 60% пластовых вод с минерализацией свыше 50г/л при отсутствии растворенных H_2S , CO_2 и O_2 ;
		в) до 60% пластовых вод с минерализацией до 100г/л и присутствием H_2S , CO_2 и O_2 (вместе или порознь) до 20мг/л;
		г) до 60% пластовых вод с минерализацией до 50г/л и содержанием H_2S до 150 мг/л;
		д) безводная нефть с содержанием H_2S до 400мг/л.
Тип III	высококоррозионная группа	а) свыше 60% пластовых вод с минерализацией более 50г/л при отсутствии растворенных H_2S , CO_2 и O_2 ;
		б) свыше 60% пластовых вод и присутствием H_2S , CO_2 и O_2 (вместе или порознь);
		в) до 60% пластовых вод с минерализацией более 100г/л и присутствием H_2S , CO_2 и O_2 (вместе или порознь) до 20мг/л;
		г) до 60% пластовых вод с минерализацией свыше 50г/л и содержанием H_2S до 150мг/л;
		д) безводная нефть с содержанием H_2S свыше 400мг/л.

<i>Тип среды</i>		<i>Состав сред</i>
Тип IV	особо коррозионная группа	а) до 60% пластовых вод с минерализацией свыше 50 г/л с присутствием ионов Ca^{2+} больше 300 мг/л и содержанием H_2S до 150 мг/л
		б) свыше 60% пластовых вод с минерализацией свыше 50 г/л с присутствием ионов Ca^{2+} и содержанием H_2S более 150 мг/л

Подразделение пластовых вод нефтяных месторождений на группы в зависимости от скорости равномерной коррозии углеродистых сталей приведено в табл. 4.4 [72].

Таблица 4.4

Степень агрессивного воздействия среды в зависимости от коррозионного проникновения

<i>Группа</i>	<i>Степень агрессивного воздействия</i>	<i>Скорость коррозии K_m, мм/год</i>
А	неагрессивные или малоагрессивные	до 0,1 мм/год
Б	среднеагрессивные	0,1...0,5 мм/год
С	высокоагрессивные	свыше 0,5 мм/год

Согласно данным [73] установлены основные показатели коррозии и коррозионной стойкости при различных видах коррозии. Коррозионную стойкость авторы характеризуют количественными показателями, выбор которых определяется видом коррозии и эксплуатационными требованиями. Основой большинства таких показателей является время достижения заданной степени коррозионного поражения металла в определенных условиях, например, скорость сплошной коррозии, которую рассчитывают по данным потери массы металла (формула 4.13).

4.1.6. Классификация сред, содержащих сероводород

В «Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности» изложены требования к созданию нового оборудования и инструмента, разработке технологических параметров, исследовательским работам, значительно влияющих на безопасность и предупреждение аварий [74]. В эти правила включены дополнительные требования по безаварийному функционированию производственных объектов на месторождениях с содержанием сероводорода от 0,075% и более по объему.

Согласно требованиям, указанным в [74] оборудование, аппарата, предназначенные для постоянной эксплуатации в сероводородсодержащей среде, должны быть в коррозионностойком исполнении (устойчивом к сероводородной агрессии). В паспортах на такое оборудование должны быть гарантии предприятия-изготовителя на его применение в указанной среде. Трубопроводы и другое оборудование, используемое в коррозионно-агрессивной среде, должно быть стойким к сульфидному растрескиванию. Соответствие качества труб техническим условиям, гарантирующим стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением, должны обязательно подтверждаться сертификатом.

На рис.4.14 представлена диаграмма состояния многофазных систем, содержащих сероводород, рекомендованная [76] для выбора материалов, стойких к охрупчиванию при наводороживании и последующему коррозионному растрескиванию, построенная в координатах: мольный (объемный) % H_2S – общее давление в системе, кгс/см².

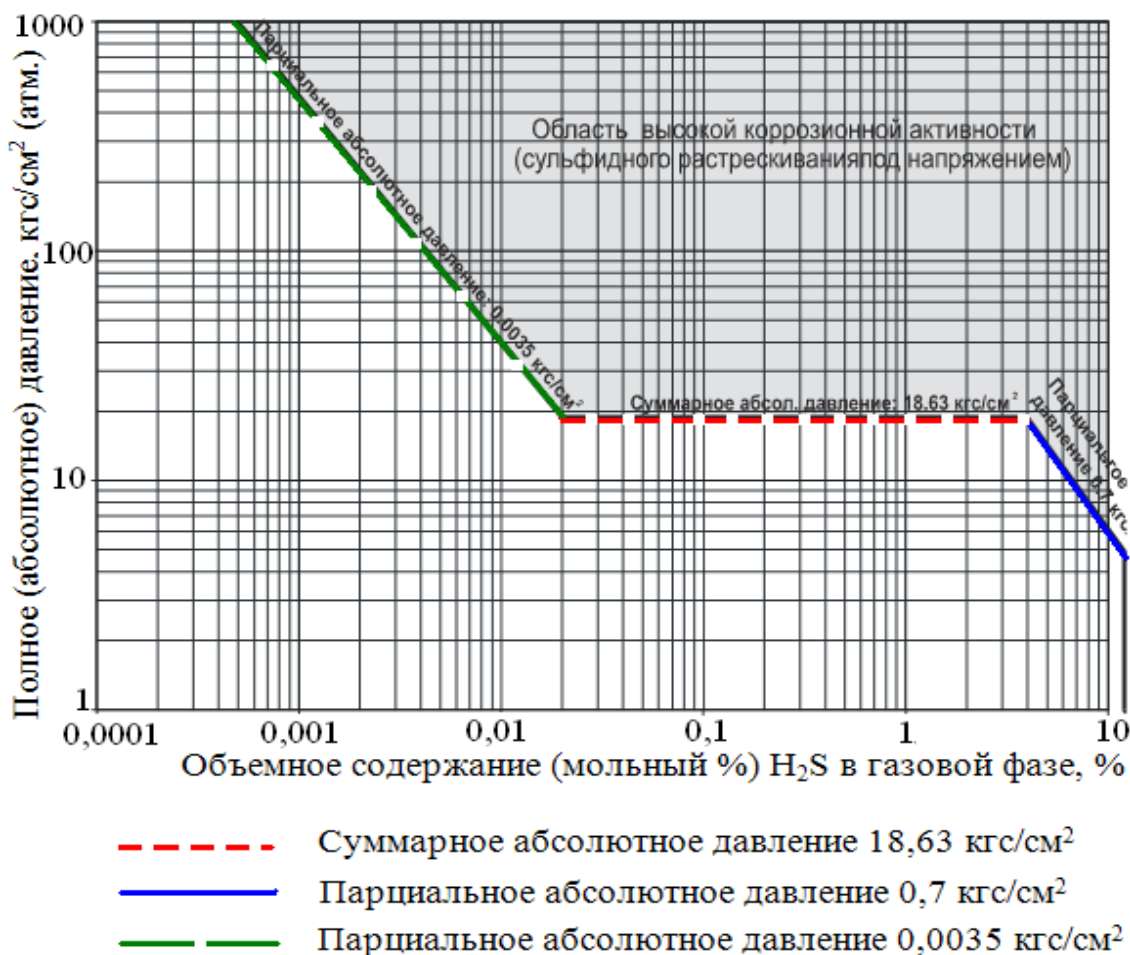


Рис. 4.14. График условий протекания сульфидного растрескивания под напряжением для систем, транспортирующих многофазные высокосернистые жидкости [76]

Ломаная линия ABCDE ограничивает следующие параметры:

- газовая фаза содержит максимальное количество H_2S 15%;
- парциальное давление H_2S в газовой фазе равно минимум 0,0035 кгс/см², максимум 0,7 кгс/см²;
- рабочее давление равно максимум 18,63 кгс/см².

Выше линии ABCDE находится область сульфидного растрескивания под напряжением. Трубопроводные системы, условия эксплуатации которых по своим параметрам попадают в данную область, должны быть изготовлены из металла стойкого против водородного охрупчивания и коррозионного растрескивания под напряжением.

Содержание H_2S (мол.%) рассчитывается по формуле:

$$N = \frac{P_{H_2S}}{P_{\text{общ}}} \cdot 100 \quad (14)$$

где N – содержание H_2S , мол.%;

P_{H_2S} – парциальное давление H_2S ;

$P_{\text{общ}}$ – общее давление.

На рис.4.15. представлены зоны агрессивности при воздействии сероводородсодержащей среды на углеродистые и низколегированные стали, рекомендованные стандартом [76] для выбора материалов, предназначенных для строительства выкидных линий, промышленных трубопроводов, транспортирующих жидкие, газообразные и многофазные текучие среды, а также оборудования и сооружений промыслов. Данная диаграмма построена в координатах: X – парциальное давление сероводорода, кПа; Y – уровень pH на месте эксплуатации.

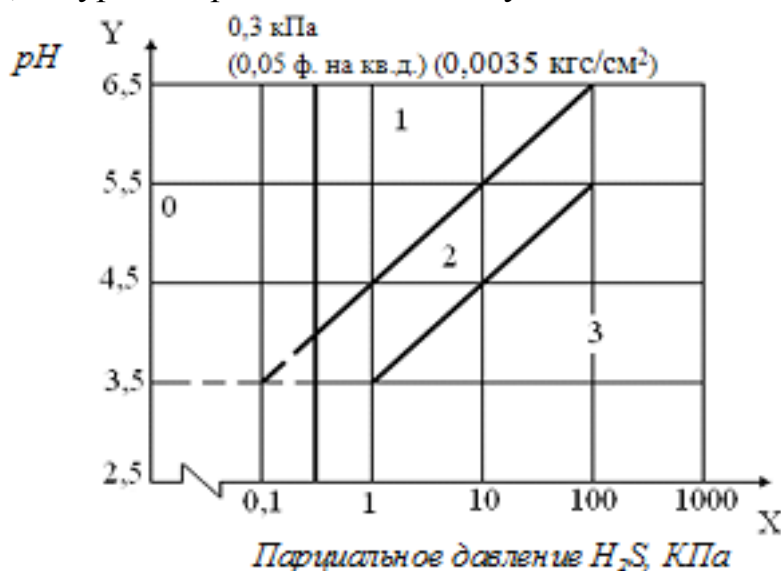


Рис. 4.15. Зоны агрессивности среды, содержащей сероводород в отношении растрескивания углеродистых и низколегированных сталей [76]

Из данных рис. 4.15 следует, что необходимо различать следующие зоны по степени агрессивности воздействия:

- зона 0 $P(H_2S) < 0,3$ кПа) – условия эксплуатации не вызывают агрессивного воздействия сероводорода в виде растрескивания под действием напряжений с учетом некоторых факторов, которые могут повлиять на эксплуатационную надежность стали [76];
- зоны 1, 2 и 3 – зоны растрескивания под действием напряжений в H_2S -содержащей среде.

Для эксплуатации в условиях зоны 0 не требуется применения специальных сталей стойких к растрескиванию под действием напряжений, за исключением некоторых особо оговоренных случаев [76].

Изделия для эксплуатации в условиях зон 1, 2 и 3 должны быть изготовлены из сталей устойчивых к растрескиванию под действием напряжений.

4.1.7. Химическая классификация пластовых вод

Пластовые воды нефтяных месторождений представляют собой более или менее концентрированные растворы солей, преимущественно хлористого натрия и кальция. По минерализации пластовые воды могут быть разделены насолоноватые, соленые, рассольные (рис. 4.16).

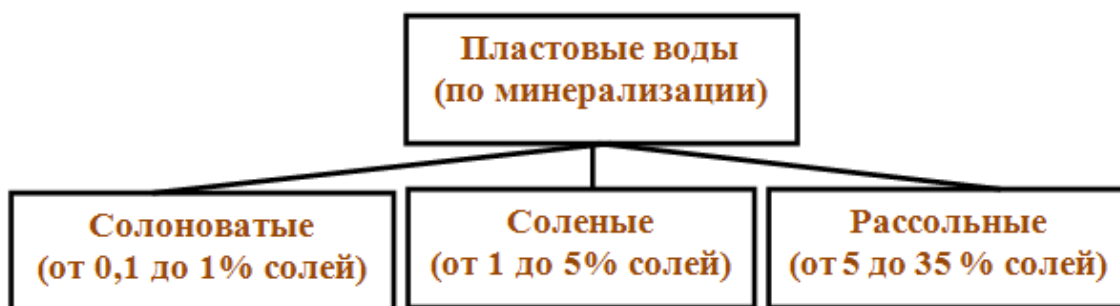


Рис. 4.16. Классификация пластовых вод по минерализации

Химическая классификация основывается на химическом составе природных вод и количественных соотношениях между отдельными компонентами растворенных в воде веществ. Наиболее распространенными химическими классификациями являются классификации по Сулину и Пальмеру [76].

В различных по возрасту отложениях геологических разрезов нефтяных месторождений распространены воды, относящиеся по классификации В.А. Сулина к генетическим типам, представленным на рис 4.17.

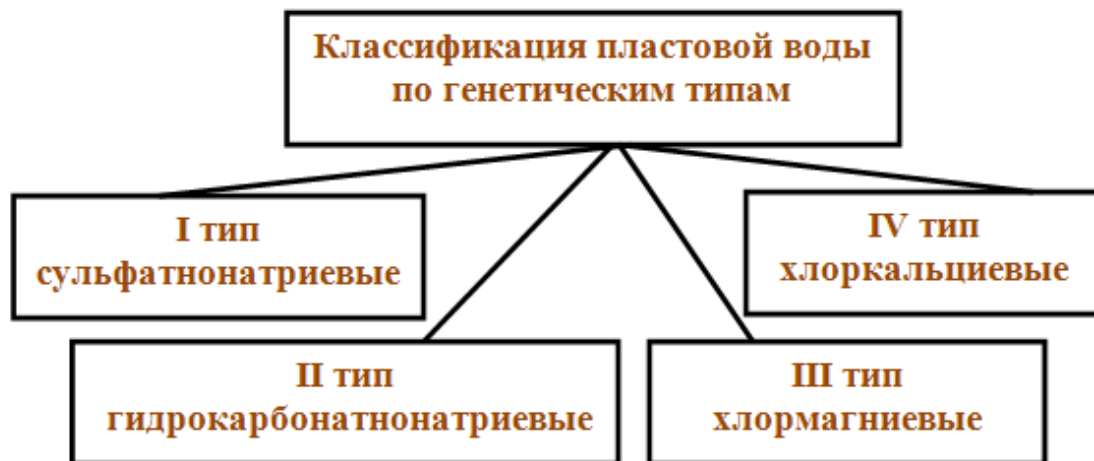


Рис. 4.17. Классификация пластовых вод по генетическим типам

Принадлежность воды к определенному генетическому типу устанавливают по величине отношения эквивалентов отдельных ионов. Ключевым показателем является отношение

$$\frac{r(Na^+ + K^+)}{rCl^-} \quad (4.15)$$

где r – количество миллиграмм-эквивалентов иона в воде.

Если это отношение больше единицы, воду относят к типу гидрокарбонатнатриевых или сульфатнатриевых. Величина этого отношения, меньшая единицы, указывает на принадлежность воды к типу хлормagneиных или хлоркальциевых.

При значении отношения

$$\frac{r(Na^+ + K^+)}{rCl^-} > 1 \quad (4.16)$$

определяют величину отношения

$$\frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}} \quad (4.17)$$

При величине

$$\frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}} < 1 \quad (4.18)$$

воду относят к типу сульфатнатриевых, если же

$$\frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}} > 1 \quad (4.19)$$

то вода принадлежит к типу гидрокарбонатнатриевых.

При отношении

$$\frac{r(Na^+ + K^+)}{rCl^-} < 1 \quad (4.20)$$

определяют величину отношения

$$\frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}} \quad (4.21)$$

и в зависимости от величины этого отношения меньшей или большей единицы относят воду соответственно к типу хлормагниевых или хлор-кальциевых.

Согласно классификации природных вод по В.А. Сулину каждый тип вод подразделяется на группы (табл.4.5): А) гидрокарбонатные; Б) сульфатные; В) хлоридные.

Группы в свою очередь подразделяются на классы и подгруппы. Отнесение вод к определенной группе и подгруппе проводится на основании определения величины отношения эквивалентов отдельных ионов. Классы вод определяются их характеристикой по Пальмеру, которая, как правило, рассчитывается наряду с солевым составом пластовой воды, выражаемой в мг-экв и %-экв.

Классификация Пальмера используется геологами-нефтяниками при изучении вод нефтяных и газовых месторождений. В основу этой классификации положено соотношение в воде количеств миллиграмм-эквивалентов (мг-экв) щелочных металлов ($Na^+ + K^+$), ионов щелочно-земельных металлов ($Ca^{2+} + Mg^{2+}$) и анионов сильных кислот ($Cl^- + SO_4^{2-}$). Для характеристики качества воды используются шесть показателей: S_1 – первичная соленость, A_1 – первичная щелочность, S_2 – вторичная соленость, A_2 – вторичная щелочность, S_3 – третичная соленость, A_3 – третичная щелочность.

Таким образом, генетическая характеристика пластовой воды складывается из 1) тип 2) группа 3) класс 4) подгруппа.

Таблица 4.5

Классификация природных вод по В.А. Сулину

I. Тип сульфатнонатриевых вод (СН) $\frac{r(Na^+ + K^+)}{rCl^-} > 1$ $\frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}} < 1$	II. Тип гидрокарбонатно-натриевых вод (ГКН) $\frac{r(Na^+ + K^+)}{rCl^-} > 1$ $\frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}} < 1$	III. Тип хлормагниевого вод (ХМ) $\frac{r(Na^+ + K^+)}{rCl^-} < 1$ $\frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}} < 1$	IV. Тип хлоркальциевых вод (ХК) $\frac{r(Na^+ + K^+)}{rCl^-} < 1$ $\frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}} > 1$
1	2	3	4
Группа гидрокарбонатных вод			
1) Класс А ₂ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод	1) Класс А ₂ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод в) Подгруппа натриевых вод 2) Класс А ₁ а) Подгруппа натриевых вод 3) Класс S ₁ а) Подгруппа натриевых вод	1) Класс А ₂ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод	1) Класс А ₂ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод

1	2	3	4
Группа сульфатных вод			
1) Класс S ₂ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод 2) Класс S ₁ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод в) Подгруппа натриевых вод	1) Класс S ₁ а) Подгруппа натриевых вод	1) Класс S ₂ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод 2) Класс S ₁ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод	1) Класс S ₂ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод 2) Класс S ₁ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод
Группа хлоридных вод			
1) Класс S ₁ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод в) Подгруппа натриевых вод	Класс S ₁ а) Подгруппа натриевых вод	1) Класс S ₁ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод в) Подгруппа натриевых вод 2) Класс S ₂ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод	1) Класс S ₁ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод в) Подгруппа натриевых вод 2) Класс S ₂ а) Подгруппа кальциевых вод б) Подгруппа магниевых вод

Пример: *Определение генетического типа пластовой воды*

Физико-химические показатели пластовых вод месторождения Курган-Амур ОАО «Ставропольнефтегаз» приведены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Физико-химические показатели пластовых вод месторождения Курган – Амур ОАО «Ставропольнефтегаз», плотность $d=1,043 \text{ г/см}^3$, концентрация водородных ионов $pH=6,70$

<i>Наименование</i>	<i>Размерность</i>		
	<i>мг/л</i>	<i>мг-экв/л</i>	<i>%-экв</i>
КАТИОНЫ			
Калий	-	-	-
Натрий	23127	995,9	95,21
Кальций	842	42,0	4,02
Магний	98	8,1	0,77
Сумма	24067	1045,9	100,00
АНИОНЫ			
Хлор	36861	1039,7	99,4
Сульфаты	99	2,1	0,20
Гидрокарбонаты	254	4,2	0,40
Карбонаты	0	0,0	0,00
Сумма	37214	1045,9	100,00
<i>Другие показатели</i>			
Минерализация, мг/л	61281	-	-
Жесткость общая, мг-экв/л	-	50,08	-
Жесткость устранимая, мг-экв/л	-	4,16	-
Жесткость постоянная, мг-экв/л	-	45,92	-
S ₁	-	-	95,21
S ₂	-	-	4,39
A ₁	-	-	0,00
A ₂	-	-	0,40

1. *Подсчитаем коэффициент*

$$\frac{Na^+ + K^+}{Cl^-} = \frac{995,9}{1039,7} = 0,957 \quad (4.22)$$

т.е. меньше единицы. Таким образом, рассматриваемая вода относится к типу хлоркальциевых или хлормагневых.

2. *Определим величину отношения*

$$\frac{Cl^- - Na^+}{Mg^{2+}} = \frac{1039,7 - 995,9}{8,1} = 5,4 \quad (4.23)$$

т.е. больше единицы. Следовательно, рассматриваемая вода относится к типу хлоркальциевых.

3. Коэффициент

$$\frac{SO_4^{2-}}{Cl^-} = \frac{2,1}{1039,7} \quad (4.24)$$

т.е. он меньше единицы. Отсюда следует, что вода относится к группе хлоридных вод.

4. Используя характеристики Пальмера, пишем формулу воды (в порядке убывания значений характеристик Пальмера): $S_1 S_2 A_2$.

Доминирующей характеристикой является первичная соленость S_1 , следовательно, вода относится к классу S_1 .

5. Коэффициент

$$\frac{Ca^{2+}}{Mg^{2+}} = \frac{42,0}{8,1} \text{ (больше единицы)} \quad (4.25)$$

б. . Это указывает на принадлежность воды к подгруппе кальциевых вод.

В результате пластовая вода месторождения Курган-Амур относится к типу хлоркальциевых, к группе хлоридных, классу S_1 , подгруппе кальциевых.

Степень и характер минерализации пластовой воды имеют значительное влияние на коррозионные процессы. В большинстве случаев повышение степени минерализации приводит к усилению скорости общей коррозии с одновременной локализацией ее (язвенная, точечная коррозия). Растворенные в природных водах соли и, в первую очередь, хлориды действуют как активаторы коррозии. Наиболее агрессивной является хлоркальциевая пластовая вода с минерализацией до 15%.

4.2. Осложнения, вызванные выпадением парафинов в трубопроводах и промышленном оборудовании

4.2.1 Общая информация и классификация

Транспортируемая в настоящее время по нефтепромышленным трубопроводам нефть содержит в своем составе от 2,5 до 5% парафина. При температурах 25...35 °С и выше не оказывает существенного влияния на ее транспорт. При более низких температурах парафин выделяется в виде кристаллов, которые при определенных условиях могут отложиться на стенках трубопровода. Плотность отложений зависит от

состава нефти, скорости ее течения в трубопроводе и температуры нефти и грунта. Считается, что благоприятными условиями для образования парафиновых отложений являются *малая вязкость нефти*, меньше $0,2 \text{ Ст}(2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с})$, и оптимальный диапазон изменения температуры в трубопроводе: $T_{\text{нк}} > T > T_0$. Большое влияние на процесс образования отложений оказывает *скорость течения нефти*. При отсутствии течения отложения практически не образуются или образуются рыхлые и непрочные, легко смываемые при начале движения нефти. По мере увеличения скорости возрастает интенсивность образования отложений, достигая максимума при скорости V_m . Дальнейшее увеличение скорости приводит к снижению интенсивности образования отложений и при скорости V_0 образование отложений прекращается.

Парафиновые углеводороды (алканы) – насыщенные (предельные) углеводороды с общей формулой C_nH_{2n+2} . Содержание их в нефти может составлять 30...70 %. Различают алканы:

- *нормального строения* → *n-алканы: пентан и его гомологи;*
- *изостроения* → *изоалканы: изопентан и его гомологи;*
- *изопреноидного строения* → *изопрены: пристан, фитан и другие.*

В нефти присутствуют алканы состава:

- C_1-C_4 → *газообразные, в виде растворённого газа;*
- C_5-C_{16} → *жидкие, составляющие основную массу жидких фракций нефти;*
- $C_{17}-C_{42-53}$ → *твёрдые, которые входят в тяжёлые нефтяные фракции и известны как парафины.*

Существуют различные классификации нефтей по содержанию парафинов. Но наиболее распространенной является классификация, разделяющая нефти по содержанию парафинов на 3 класса (рис. 4.18):



Рис. 4.18. Классификация нефтей по содержанию парафинов

Здесь пороговые значения определены с учетом отраслевого стандарта ОСТ 38.01197-80. В соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 далее будем считать нефти парафинистыми, если содержание парафинов в них более 6%.

Для удобства представления и интерпретации результатов исследований изменения свойств парафинистых нефтей (далее ПН), разделим класс «парафинистых нефтей» на следующие подклассы: умеренно парафинистые, высокопарафинистые и сверхвысокопарафинистые. При таком разделении ПН на подклассы ставилась цель получить достаточно простую классификацию и, кроме того, равномерно распределить число записей по подклассам. Полученная таким образом двухуровневая классификация нефтей по содержанию парафинов представлена в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Классификация парафинистых нефтей

<i>Класс нефтей</i>	<i>Подкласс нефтей</i>	<i>Пределы изменения классификационных интервалов, %</i>
Малопарафинистые	-	до 1,5
Среднепарафинистые	-	от 1,5 до 6
Парафинистые	умеренно парафинистая	от 6 до 10
	высокопарафинистая	от 10 до 20
	сверхвысокопарафинистая	более 20

Физико-химические свойства некоторых парафинистых нефтей мира и России

Общая информация о свойствах ПН приведена в табл.4.8. Из неё видно, что в среднем ПН согласно классификации, малосернистые, смолистые, малоасфальтенистые и имеют среднюю плотность (0,84, 0,88 г/см³) и среднее содержание фракции н.к. 200°С. Доверительные интервалы, указанные в табл. 4.8, определены для вероятности 95 %.

Таблица 4.8

Физико-химические свойства некоторых парафинистых нефтей мира

<i>Показатели нефти</i>	<i>Объем выборки</i>	<i>Среднее значение</i>	<i>Доверительный интервал</i>
1	2	3	4
Плотность, г/см ³	621	0,85	0,00
Вязкость, мм ² /с	316	25,56	10,42
Содержание серы, мас. %	556	0,46	0,05
Содержание смол, мас. %	501	8,06	0,46
Содержание асфальтенов, мас. %	500	1,09	0,17
Фракция н.к. 200 °С, мас. %	423	20,15	0,68
Фракция н.к. 300°С, мас. %	401	39,80	0,86
Фракция н.к. 350°С, мас. %	345	51,39	0,92

Окончание таблицы 4.8

1	2	3	4
Содержание ванадия, мас. %	70	3,05	2,18
Содержание никеля, мас. %	54	0,12	0,10
Содержание железа, мас. %	4	0,03	0,04
Температура пласта, °С	283	75,83	2,65
Пластовое давление, мПа	284	24,80	1,79

В табл.4.9 дана общая информация о ПН России. Из нее видно, что в среднем эти нефти среднесернистые, малосмолистые, малоасфальтенистые и имеют среднюю плотность и среднее содержание фракции н.к. 200°С. Отличие российских ПН от среднемировых проявляется в большем содержании серы, в меньшем содержании смол и асфальтенов.

Таблица 4.9

Физико-химические свойства некоторых парафинистых нефтей России

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Доверительный интервал
Плотность, г/см ³	370	0,84	0,00
Вязкость, мм ² /с	233	16,40	1,97
Содержание серы, мас. %	358	0,53	0,05
Содержание смол, мас. %	354	5,78	0,31
Содержание асфальтенов, мас. %	352	1,13	0,10
Фракция н.к. 200 °С, мас. %	227	22,27	0,95
Фракция н.к. 300 °С, мас. %	211	41,79	1,31
Фракция н.к. 350 °С, мас. %	150	52,52	1,53
Содержание ванадия, мас. %	33	6,99	4,63
Содержание никеля, мас. %	17	0,38	0,33
Температура пласта, °С	187	77,32	3,94
Пластовое давление, мПа	190	27,26	2,54

Подводя краткий итог, можно сказать, что высокопарафинистые нефти имеют высокую вязкость даже при комнатной температуре вследствие значительного содержания н-алканов с числом атомов углерода в молекуле более 20.

Плотность такой нефти обычно ниже 0,85. Количество смол и асфальтенов менее 10%.

Зависимости содержания парафинов в нефти от глубины залегания

Анализ изменений содержания парафинов в ПН в зависимости от глубины залегания основывался на исследовании 1189 образцов ПН, для которых была известна глубина залегания (рис. 4.19 и рис. 4.20):

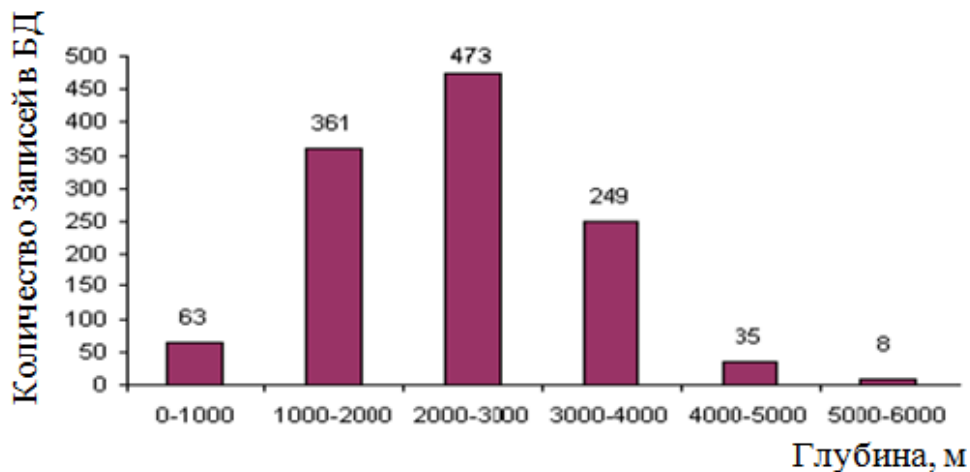


Рис. 4.19. Распределение некоторых парафинистых нефтей мира по глубине залегания

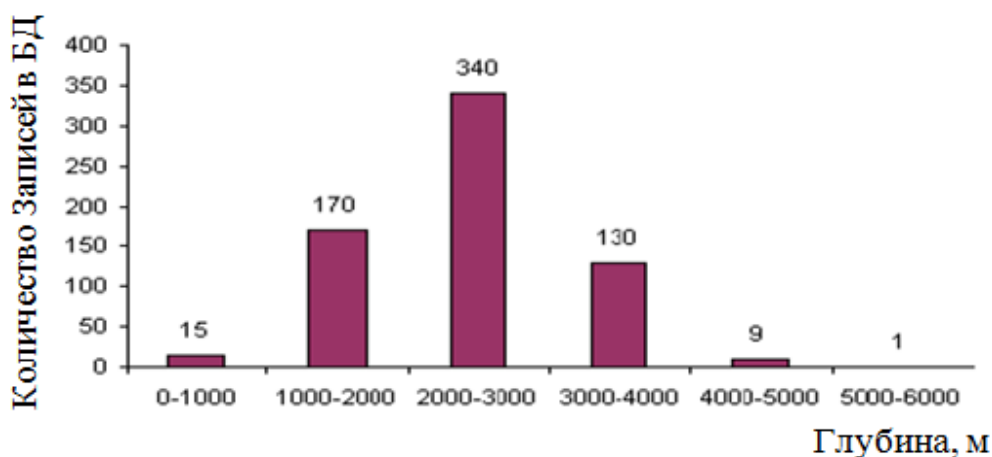


Рис. 4.20. Распределение некоторых парафинистых нефтей России по глубине залегания

Как видно из рис. 4.19 основное количество образцов ПН приходится на глубины от 1000 до 4000 м (около 91 % образцов из общей выборки). Максимум приходится на интервал глубины от 2000 до 3000 м. Для сравнения на рис. 4.20 приведено распределение ПН России. Из этого рисунка видно, что основное количество образцов, как и для среднемировых, приходится на интервалы от 1000 до 4000 м.

Рассмотрим далее зависимость содержания парафинов в нефтях от глубины залегания (рис. 4.21 и рис. 4.22):

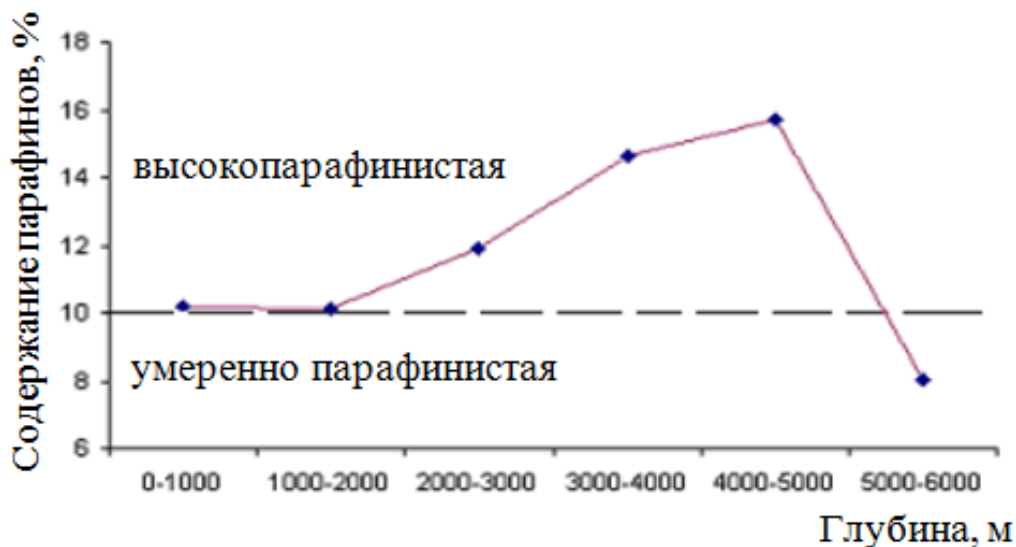


Рис. 4.21. Зависимость содержания парафинов в парафинистых нефтях мира от глубины залегания

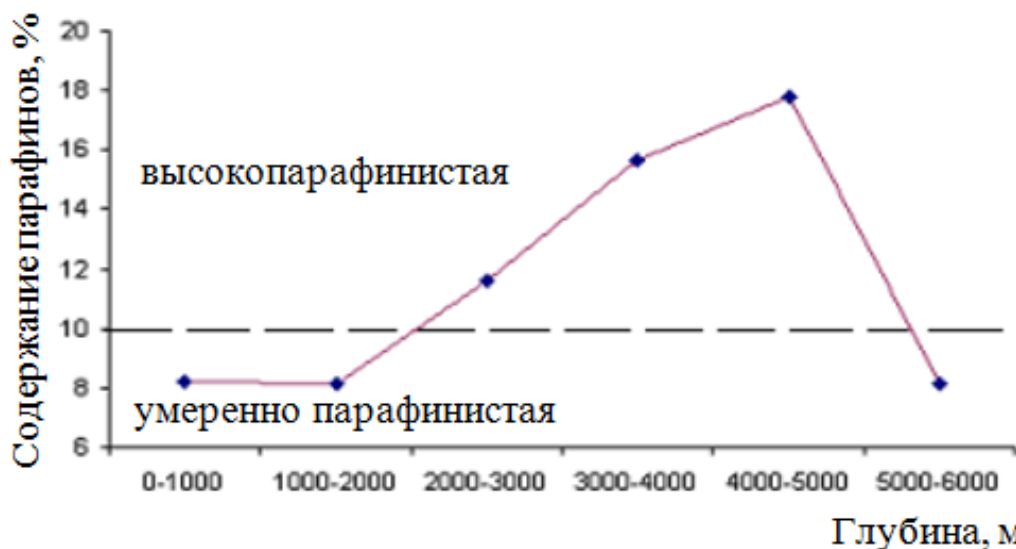


Рис. 4.22. Зависимость содержания парафинов в парафинистых нефтях России (б) от глубины залегания

Из рис. 4.21 и рис. 4.22 следует, что на глубинах от 3 до 5 км среднее содержание парафинов в российских ПН достигает до 12...18 %. Согласно табл. 4.7, это высокопарафинистые нефти. Установлено, что на всех исследованных глубинах среднее содержание парафинов в парафинистых нефтях мира и России превышает более 8 %.

4.2.2. Состав и строение асфальтосмолопарафиновых отложений

Состав асфальтосмолопарафиновых отложений

Состав асфальтосмолопарафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых формируются отложения. Так, при снижении температуры нефти сначала кристаллизуются более тугоплавкие углеводороды, а в дальнейшем, при массовой кристаллизации – менее тугоплавкие. Таким образом, в зависимости от условий состав парафиновых отложений даже в одной скважине весьма разнообразен. Различаются они по содержанию асфальтенов, смол и твердых углеводородов. Характерной особенностью процесса является неравномерное распределение парафина в массе отложений по сечению слоя. Наибольшее количество парафина содержится в слое, непосредственно прилегающем к стенке. Это указывает на то, что по мере накопления отложений во внутренних слоях происходит перекристаллизация парафинов. Отложения уплотняются, и жидкая фаза вытесняется. Нередко парафиновые отложения содержат воду и механические примеси. Парафиновые отложения характеризуются следующим составом: парафины (10...75 %), асфальтены (2...5 %), смолы (11...30 %), связанная нефть (до 60 %), механические примеси (1...5 %). На рис. 4.23 приведен пример парафинистых отложений.



Рис. 4.23. Парафинистые отложения

Наряду с твердыми углеводородами метанового ряда в нефтях могут находиться вещества, способные к кристаллизации, имеющие одновременно с нормальными и изопарафиновыми цепями и циклические структуры. Эти углеводороды входят в состав церезинов.

Церезины – это высокоплавкие углеводороды, по составу и свойствам значительно отличаются от парафинов. Температура плавления парафинов 45...54°C, церезинов 65...88°C. Парафины легко кристаллизуются в виде пластинок и пластинчатых лент; церезины имеют мелкоигльчатую структуру и кристаллизуются с трудом, температура кипения

ния парафинов не более 550 °С, церезинов – выше 600 °С и т. д. Церезины обладают большей химической активностью.

При анализах нефтей обычно оценивают общее содержание твердых парафиновых углеводородов, не разделяя их на парафины и церезины.

Строение твердых углеводородов и их кристаллизация

Согласно современным представлениям о строении и структуре молекул нормальных парафиновых углеводородов последним приписывается зигзагообразная меандровидная конфигурация (рис. 4.25, 4.26) с постоянным тетраэдрическим углом $\alpha=109^{\circ}28'$ между молекулярными связями CH_2-CH_2 и постоянным расстоянием между углеродными атомами порядка 1,54А, расположенными в одной плоскости. Из этого не следует, что алифатические молекулы можно рассматривать как плоские фигуры.

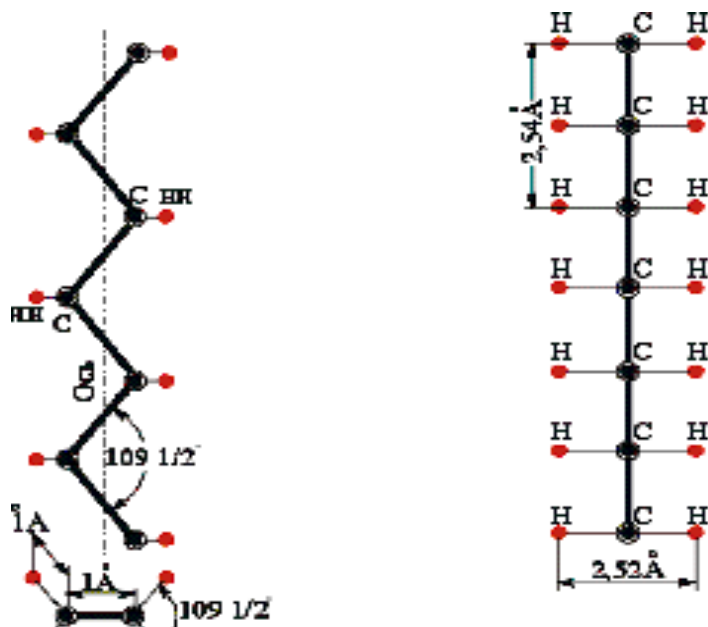


Рис. 4.25. Основные элементы и размеры схематизированной модели участка цепи молекулы парафина: С – атомы углерода, Н – атомы водорода

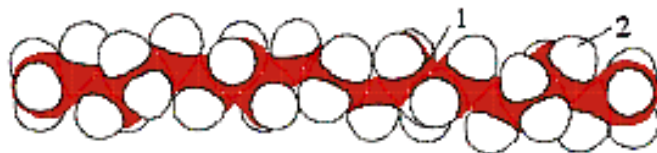


Рис. 4.26. Объемная модель молекулы нормального парафина C_{19} :
1 – атомы углерода, 2 – атомы водорода

Расположенные парами в плоскостях, перпендикулярных к плоскости зигзагообразной цепи молекулы углеводорода, атомы углерода придают сечению цепи овальный вид, приближающийся к окружности с

радиусом около 2,6А. Это обстоятельство обуславливает возможность осуществления различного рода колебаний цепи в целом и ее вращения даже в структуре кристалла, а также перехода в различные модификации. Общую длину цепи такой молекулы, пропорциональную числу звеньев n , можно определить из выражения $l=1,27nА$.

Среди нормальных парафиновых углеводородов известны и такие, которые насчитывают десятки углеродных атомов, длина молекул которых достигает 100А.

В результате исследований установлено, что кристаллы парафина построены исключительно из молекул трансизомерной конфигурации, углеродные цепи которых располагаются параллельными рядами, образуя наслаивание друг над другом, причем столбики молекул имеют почти эллипсоидальное сечение (рис.4.27). Конечные метильные группы CH_3 двух надстраивающихся друг над другом молекул разделены расстоянием в 4А. Элементарная ячейка содержит четыре молекулы и имеет следующие параметры: $a=7,45А$; $b=4,97А$; $c=77,2А$, причем длинные оси цепей молекул всегда перпендикулярны к плоскости плотнейшего слоя их упаковки.

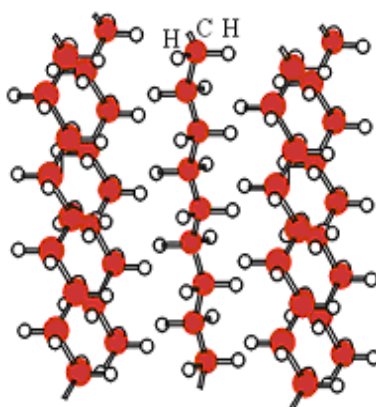


Рис. 4.27. Упаковка цепей молекул нормальных парафинов в элементарной ячейке кристалла: С – атомы углерода; Н – атомы водорода

В зависимости от количества атомов углерода в цепи молекулы парафина могут располагаться в кристалле прямыми или косыми слоями. Установлено, что при формировании кристаллов косыми слоями достигается более плотная упаковка молекул.

Говоря о самом механизме возникновения зародышей и месте их образования, следует иметь в виду следующие обстоятельства. Механизм процесса кристаллизации вещества в качестве предварительной стадии включает изменение структуры жидкой фазы при снижении температуры. Сущность этих процессов заключается в увеличении упорядоченности расположения молекул растворенного вещества за счет

снижения энергии тепловых ударов со стороны молекул растворителя и в последующем объединении в комплексы предварительно ориентированных молекул кристаллизующегося вещества. По мере охлаждения раствора способность молекул растворителя удерживать в рассеянном и изолированном друг от друга состоянии молекулы растворенного вещества снижается, что в целом воспринимается как снижение его растворяющей способности.

При достаточно глубоком снижении температуры растворимость парафина в углеводородной среде снижается и достигает уровня равновесного насыщения. Кристаллизация при этом не начинается, так как для этого необходимо некоторое пересыщение раствора, уровень которого должен обеспечивать возможность появления достаточно крупных кристаллов парафина с размерами больше критических размеров зародышей. Все эти особенности, объясняющие физическую сущность процессов обуславливающих появление зародышей, необходимо учитывать в первую очередь при рассмотрении вопроса кристаллизации твердой фазы из чистых растворителей, лишенных различных примесей.

Большинство специалистов, изучающих строение и закономерности роста кристаллов, самопроизвольное появление зародышей в объеме жидкой фазы в реальных условиях считает практически невозможным. Ранее действительно полагали, что зародыши кристаллов могут появляться в результате одновременного случайного столкновения многих молекул. Однако последующие теоретические и экспериментальные исследования показали, что зародышами являются взвешенные в объеме жидкой фазы твердые частицы.

Было подсчитано, например, что для образования равновесной капли при конденсации водяного пара необходимо одновременное случайное столкновение не менее 50 тысяч молекул воды. Такое событие весьма маловероятно. Дальнейшее изучение вопроса о переходе вещества из одного состояния в другое позволило выяснить, что для возникновения кристаллов необходимо наличие ядра или свободной поверхности (границы раздела фаз), на которой такой переход из одной фазы в другую оказывается возможным. Так, например, ряд исследователей экспериментально показали, что растворы, очищенные путем фильтрации от посторонней механической взвеси, в течение долгого времени при значительном пересыщении лишались способности к спонтанной кристаллизации.

В настоящее время идея образования зародышей кристаллизации не за счет флуктуаций, а путем кристаллизации на поверхностях раздела фаз на твердых частицах получает все большее и большее распростране-

ние. Наилучшими объектами для возникновения зародыша и впоследствии роста кристаллов парафина являются:

- более мелкие кристаллы парафина;
- поверхности, модифицированные ПАВ (поверхностно-активные вещества), которые могут образовывать твердые растворы с кристаллическими углеводородами, например некоторые виды смолистых веществ нефти;
- вещества, способные адсорбировать на себе молекулы твердых углеводородов;
- вещества, имеющие одинаковое с парафинами строение и размеры структур элементарной ячейки.

Наряду с этим большое значение в возникновении зародышей имеет состояние поверхности, т. е. наличие на ней впадин, шероховатостей и т. д. На шероховатых поверхностях возникновение зародышей более вероятно, чем на гладких. Ранее уже отмечалось, что молекулы твердых углеводородов имеют цепочное строение. Поэтому при взаимодействии с поверхностью они могут занимать два основных положения, а именно: располагаться длинной осью параллельно поверхности или перпендикулярно к ней.

Поскольку процесс возникновения зародыша кристалла во многом определяет его ориентацию, следует отметить, что при отсутствии стерических препятствий к росту зародышей от подложки в сторону жидкой фазы кристаллы парафина ориентируются таким образом, что они сочленяются с поверхностью одной из своих остроугольных граней (рис.4.28). Другими словами, говоря об особенностях накопления парафина на поверхностях, можно еще раз отметить, что различие между процессами кристаллизации на твердой поверхности и в объеме жидкой фазы заключается в наличии в первом случае условий принудительного роста кристаллов в заданном твердой поверхностью направлении.

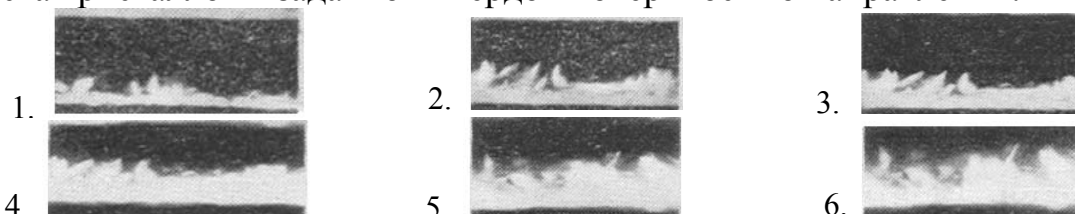


Рис. 4.28. Рост кристаллов парафина на поверхности металла (увеличение в 60 раз). Кристаллы закреплены на поверхности одной из своих остроугольных граней

При добавлении ПАВ структура кристаллов резко изменяется. Возникающие при этом кристаллические образования не имеют ничего общего с правильными ограниченными кристаллами, которые образуются

при кристаллизации из углеводородной среды, не содержащей этих веществ. Причем влияние ПАВ проявляется не в диспергирующем эффекте, как это утверждают многие авторы, а в глубоких изменениях формы и структуры самих кристаллов.

Говоря о диспергирующем действии ПАВ, было бы неверно подразумевать при этом проявление эффекта, эквивалентного только механическому дроблению. Исследованиями показано, что процессы, происходящие при адсорбции асфальтово-смолистых веществ на поверхности кристалла, приводят к возникновению дендритных структур большого объема и низкой плотности, свободные полости которых заполнены нефтью.

Утверждение о диспергирующем действии ПАВ в целом справедливо для начальной стадии роста кристаллов, так как впоследствии все в большей степени проявляется эффект растворения мелких кристаллических образований и перегонка строительного материала к более крупным. Поэтому в конечном итоге кристаллические друзы оказываются еще больше, чем при росте кристаллов в нормальных условиях.

Дендритные структуры могут образовываться по следующей схеме. Вследствие угнетающего действия смолистых веществ на возникновение и рост кристаллов правильной формы процесс кристаллизации может идти в избирательных направлениях с участков кристаллов, блокированных асфальтово-смолистыми веществами в меньшей степени. В этих местах начинается быстрое нарастание кристаллизующегося вещества по схеме монокристаллических образований до тех пор, пока в данном микроучастке нефти не снизится его перенасыщенность, а поверхность кристаллического новообразования не окажется вновь блокированной смолистыми веществами. При этом рост части кристалла приостанавливается, а от его вершин и ребер в сторону наиболее высокой концентрации кристаллизующегося вещества начинают расти новые участки кристаллов.

В зависимости от условий кристаллизации могут возникать различные модификации кристаллических структур: дендритная, сферолитная и смешанная –дендритно-сферолитная.

Механизм парафинизации поверхности

Всякое накопление твердой фазы на границе раздела твердое тело-жидкость, в том числе и образование парафиновых отложений, в принципе может происходить путем [79]:

1) прилипания к поверхности отдельных частиц твердой фазы и их комплексов;

2) возникновения и роста отдельных кристаллов непосредственно на границе раздела фаз;

3) смешанным путем, имеющим все особенности первых двух. При этом состояние поверхности и ее природа существенным образом влияют на течение процесса образования парафиновых отложений.

Рассмотрим вероятность образования парафиновых отложений по первому механизму.

На силу адгезии кристаллов парафина к поверхности существенно влияют природа этой поверхности, время взаимного контакта, присутствие асфальто-смолистых веществ и вес прилипающих частиц. Ее величина в данном случае на несколько порядков меньше сил адгезии, проявляемых при молекулярном контакте парафина с материалом подложки. Таким образом, силы прилипания кристаллов парафина к поверхности стекла и органического стекла из объема нефти определяются величинами порядка $A \cdot 10^{-4}$ дин (где A – числа от 1 до 10).

Силы прилипания кристаллов парафина к поверхностям различной природы при введении в дисперсионную фазу асфальто-смолистых веществ существенно уменьшаются.

Установлено, что на слипаемость кристаллов парафина с поверхностью в присутствии ПАВ значительно влияет природа материала подложки. На полярных гидрофильных поверхностях это действие оказывается более эффективным. Введение в парафиновую массу асфальто-смолистых веществ позволило снизить сцепляемость парафинов с поверхностью стекла, стали и бакелита на 26...50%.

На действие присадок существенно влияют размеры и природа частиц. Чем меньше частицы, тем эффективнее действие присадок. Максимальное снижение прилипания частиц наблюдается при оптимальных концентрациях присадки. Таким образом, снижение слипаемости частиц с поверхностями в присутствии ПАВ определяется их адсорбцией на поверхности металла или другого вещества и обусловленным в связи с этим изменением свойств поверхностей и их сольватацией.

Исследованиями, проведенными в лабораторных и промышленных условиях, установлено, что сцепляемость взвешенных в потоке нефти кристаллов парафина со стенками оборудования очень низка.

В результате исследований было установлено, что кристаллы парафина и их скопления даже при скоростях потока порядка 0,25...0,5 мм/с ни к поверхности стекла, ни к поверхности стали не прилипают и легко уносятся им.

Характерно, что при повышении скорости потока до четко выраженного турбулентного режима и появлении поперечных к направле-

нию движения потока струй, прочного прилипания кристаллов парафина к стенкам камеры также не было обнаружено. Ударяющиеся с большой скоростью о поверхность металла кристаллы парафина и их скопления, задерживаясь на ней на мгновение, тут же легко срываются и уносятся потоком, так как импульсы ударных сил, обуславливающих жесткий контакт частицы с поверхностью, исчезают так же мгновенно, как и появляются. Поэтому вопрос о влиянии скорости потока и режима движения нефти на закрепление частицы парафина на поверхности решается здесь однозначно. Причем с увеличением скорости потока условия для закрепления частицы ухудшаются, так как кратковременное приложение прижимающей силы нейтрализуется возрастанием постоянно проявляющегося скоростного напора со стороны потока и ростом в связи с этим срывающего усилия, действующего на взвешенную в нефти частицу парафина.

При снижении температуры и за счет процесса разгазирования нефти вязкость жидкой фазы в интервале забой-мерник возрастает с 3...4 до 28...30 спз, т. е. почти в 10 раз. Если считать, что скорость седиментации обратно пропорциональна вязкости среды, то при всех прочих равных условиях увеличение вязкости нефти в этих пределах свидетельствует о соответствующем повышении несущей способности потока по отношению к парафину во столько же раз.

Увеличение скорости потока нефти в интервале забой-мерник за счет разгазирования также приводит к возрастанию кинетической устойчивости системы в целом, так как поперечные составляющие скорости при турбулентном режиме поддерживают во взвешенном состоянии и те частицы парафина, которые в других условиях могли бы осесть на стенки оборудования. Следовательно, скорость оседания частицы определенного размера в нефтяном потоке также должна снижаться при движении нефти от забоя к устью скважины, свидетельствуя об увеличении несущей способности потока в этом же направлении.

Таким образом, кинетическая устойчивость суспензии парафина в нефти возрастает в связи с разгазированием вследствие снижения температуры потока в целом и повышения вязкости жидкой фазы. При переходе в газовую фазу наиболее легких компонентов нефти существенно повышается концентрация в ней асфальтово-смолистых веществ, присутствие которых в нефти также способствует снижению скорости седиментации. Это происходит в связи с тем, что за счет адсорбции этих веществ на парафиновых частицах возрастает зона лиосферы, увеличивающая сродство с окружающей жидкостью, что приводит к снижению эффективной плотности частицы и возможности удержания ее в объеме

жидкости.

В целом, силы, удерживающие частицу в потоке нефти и продвигающие ее вдоль поверхности, на несколько порядков выше сил прилипания, в связи с чем накопление отложений парафина за счет кристаллов, взвешенных в потоке нефти, оказывается маловероятным, а точнее практически невозможным.

Рассматривая этот вопрос с точки зрения соотношения сил сцепления между частицами, взвешенными в объеме нефти, и поверхностью с силами, возникающими при росте кристаллов непосредственно на поверхности, можно отметить следующее.

Как показали исследования, сила взаимодействия кристаллов парафина, выросших непосредственно на твердой поверхности, в зависимости от природы подложки может определяться величиной порядка $+15 \cdot 10^{-1}$ дин для кристаллов размером 10 мк, что на три порядка больше сил прилипания частиц при оседании их из жидкостей. Поэтому в условиях, когда поток нефти в состоянии транспортировать частицы парафина во взвешенном состоянии, рост кристаллов непосредственно на поверхности оборудования оказывается более вероятным вариантом прочного закрепления частиц на поверхности.

Рассмотрим возможность образования отложений парафина по второму механизму.

После возникновения первого, чрезвычайно тонкого слоя смолопарафиновых отложений на поверхности оборудования дальнейшее их накопление и рост происходят по схеме «парафин по парафину». Естественно, что этот процесс в значительной мере регулируется возможностью слипания кристаллов, взвешенных в объеме нефти, и теми, которые выросли на поверхности. Другими словами, низкая агрегативная устойчивость означает не только формирование крупных комплексов в самом потоке, но и является одним из факторов, обуславливающих возможность накопления смолопарафиновых отложений за счет кристаллов, взвешенных в потоке нефти.

Поскольку в принципе процесс комплексообразования (а следовательно, и склеивание с частицами, выросшими на стенках оборудования) будет происходить всякий раз, как только в потоке появится новая порция кристаллов парафина, то и процесс парафинизации промышленного оборудования может идти параллельно изменениям термодинамических условий, способствующих выпадению новых порций кристаллов. В связи с тем, что склеивание частиц друг с другом может продолжаться и после прекращения выпадения новых порций твердых углеводородов, зона парафинизации промышленного оборудования за счет таких

кристаллов может, как считалось, распространяться и на те участки оборудования, где не образуются новые порции твердой фазы. По мере разгазирования нефти условия для склеивания частиц друг с другом ухудшаются и можно было бы предполагать, что в принципе это могло бы повлечь за собой снижение интенсивности парафинизации промышленного оборудования за счет взвешенных в потоке нефти кристаллов.

Разгазирование нефти сопровождается снижением абсолютного значения поверхностного натяжения на границе частица-окружающая среда и поверхность-окружающая среда, вследствие чего сила взаимного притяжения между частицами должна уменьшаться, и в этом смысле по своему эффекту разгазирование аналогично процессу стабилизации системы. (Снижение температуры нефти действует в обратном направлении). Повышение агрегативной устойчивости (т.е. способности суспензии сохранять степень дисперсности частиц дисперсной фазы во времени) приводит к образованию менее жестких связей между соприкасающимися кристаллами.

Кроме того, в связи с ажурностью формы кристаллов, площадь контакта очень невелика – всего в нескольких точках.

Качественные исследования характера взаимодействия взвешенных в объеме нефти кристаллов парафина и их отложений с помощью кино съемки в промысловых условиях показали, что прочность склеивания частиц парафина друг с другом невелика и не превышает сил прилипания, обнаруженных для других систем.

Также экспериментально было показано, что накопление отложений парафина за счет слипания малых кристаллов парафина в процессе их роста практически невозможно.

В нагретую и насыщенную парафином нефть для снижения оптической плотности и возможности последующего фотографирования было добавлено 50% насыщенного парафином товарного керосина. Затем пробу разделили на две части и охладили со скоростью $0,25^{\circ}\text{C}$ в 1 мин. Причем одну из частей охлаждали в условиях статики, а вторую в процессе охлаждения умеренно перемешивали вручную для обеспечения столкновений друг с другом возникающих в нефти кристаллов. При проведении эксперимента исходили из предположений, что в результате обеспечения условий взаимного столкновения растущих кристаллов друг с другом при перемешивании раствора возникающие при слипании кристаллов агломераты должны быть несколько крупнее кристаллитов, возникающих и растущих в нефти в условиях статики.

Однако процесс пошел в прямо противоположном направлении. Кристаллы парафина, выросшие в объеме модели нефти в условиях ста-

тики, оказались крупнее тех, которые возникали при ее перемешивании. Это говорит о том, что кристаллы в процессе их роста практически не слипаются друг с другом, и поэтому механизм парафинизации оборудования за счет этих явлений невозможен. Такие же результаты были получены и при охлаждении нефти со скоростью 12°C в 1 мин.

Большая степень дисперсности кристаллов парафина при перемешивании раствора объясняется тем, что ветви таких структур в потоке нефти легко разрушаются и сохраняются в основном только хорошо «скатанные» компактные частицы.

4.2.3. Факторы, влияющие на процесс отложения парафинов

Факторы необходимые, для образования парафинов:

1) *Снижение температуры потока нефти до значений, при которых возможно выделение из нефти твердых парафинов. Необходимые температурные условия возникают прежде всего на внутренней стенке трубы.*

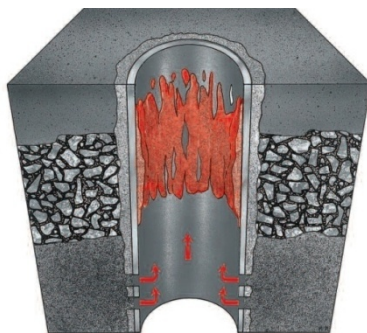


Рис. 4.29. Возникновение температурных условий на внутренней стенке трубы

2) *Прочное сцепление парафиновых отложений с поверхностью трубопровода.*

Также имеют значение следующие факторы:

Перепад температур

С увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает.

Влияние температуры на кристаллизации парафинов

Изначально парафин находится в нефти в растворенном состоянии. При определенных условиях растворимость нефти по отношению к парафину изменяется. В условиях нефтепровода, транспортирующего нефть, определяющим фактором снижения растворяющей способности

нефти по отношению к парафину является температура. При этом температуру появления твердой фазы в виде кристаллов парафина характеризуют как температуру кристаллизации парафина в нефти или температуру насыщения нефти парафином. Необходимо иметь в виду, что парафины, содержащиеся в нефти, представляют собой смесь углеводородов с различными температурами плавления и разной растворимостью в нефти. При охлаждении парафины выделяются постепенно и в довольно широком температурном интервале, начиная с высокоплавких.

Для определения температуры кристаллизации парафина в нефти используются различные методы: визуальный, фотометрический, ультразвуковой, реологический, термографический – основанный на регистрации изменения различных физических параметров нефти при появлении в ней кристаллов парафина.

В ходе опыта в анализируемых пробах нефти месторождения ОАО «Татнефть» для определения температуры кристаллизации парафина был использован метод, основанный на регистрации изменения реологических свойств системы в процессе снижения температуры и появления в ней твердой фазы. На ротационном вискозиметре BROOKFIELD при скорости сдвига 68 с^{-1} была измерена вязкость образцов нефти в диапазоне температур от 60 до 2 °С (с шагом 5 °С). Для каждого образца была построена графическая зависимость динамической вязкости от температуры (рис. 4.30).

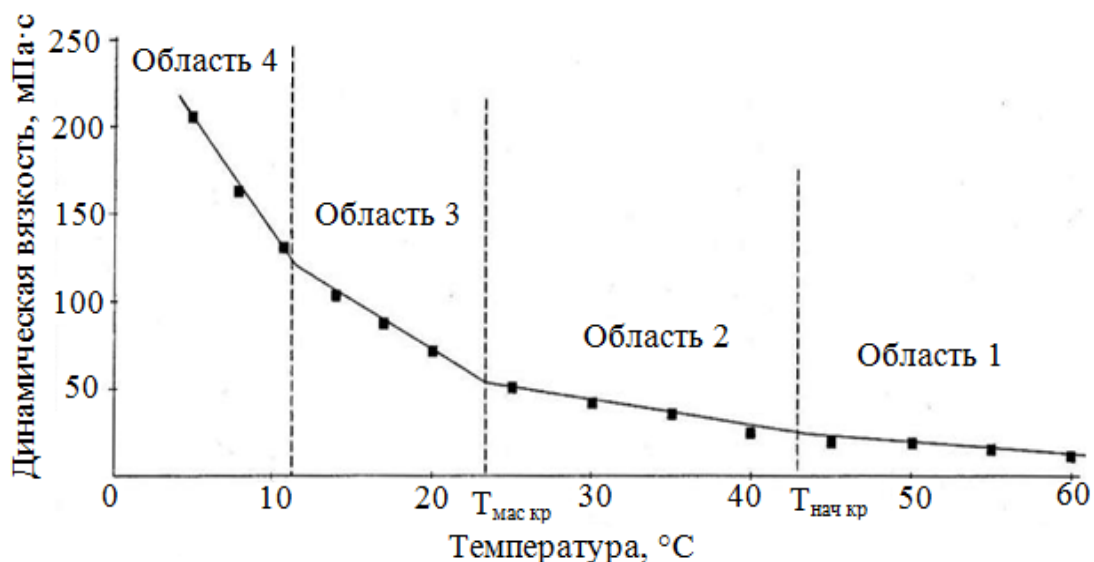


Рис. 4.30. Реологическая кривая пробы нефти

Последовательность полученных экспериментальных данных была аппроксимирована прямыми линиями, в результате чего на реологической кривой четко обозначились изломы, которые, вероятно, со-

ответствуют определенным структурным изменениям, происходящим в процессе понижения температуры. Угол наклона полученных прямых существенно возрастает в области низких температур. Это означает, что увеличение вязкости системы в результате изменения ее фазового состояния в процессе снижения температуры в области низких температур происходит в более быстром темпе, чем в области высоких температур. В области высоких температур нефть представляет собой однофазную систему, с понижением температуры нефть переходит в двухфазную систему и характер реологической кривой меняется[79].

На кривой (см. рис. 4.30) выделили несколько областей. *Первая*– область преимущественно однофазного состояния системы. Вероятно, в этой области с понижением температуры происходит появление первых кристаллических зародышей высокоплавких парафинов, но их размеры малы и они легко растворяются. *Вторая*– область начала кристаллизации – соответствует процессу появления первых жизнеспособных кристаллов. По сравнению с зародышами их размер больше, а растворимость в данных условиях меньше, поэтому выкристаллизовавшись из объема, они продолжают в нем существовать, становясь центрами кристаллизации для менее высокоплавких кристаллов. Скорее всего, количество таких кристаллов еще невелико, поэтому угол наклона прямой в этой области незначительно отличается от предыдущей. Тем не менее, точку излома двух прямых мы характеризуем как температуру начала кристаллизации парафина в нефти. Последующее снижение температуры при наличии в системе центров кристаллизации приводит к лавинообразному нарастанию количества твердой фазы (*третья область*). Система из однофазной переходит в двухфазную с соответствующим изменением ее реологических свойств. Наблюдается резкое увеличение угла наклона прямой в данной области, которую мы характеризуем как область массовой кристаллизации парафина, а точку пересечения прямых – температурой массовой кристаллизации парафина. *Четвертая область*– область стабилизации системы, в которой новообразование кристаллов прекращается, мелкие кристаллы объединяются в крупные, происходит переход микродисперсной фазы в крупнодисперсную. Полученные результаты определения температуры кристаллизации парафина в анализируемых пробах нефтей приведены в табл. 4.10[79].

Таблица 4.10

Результаты определения температуры кристаллизации парафина

Наименование пробы (место отбора)	Температура начала кристаллизации пара- фина в нефти, °С	Температура массовой кристаллизации па- рафина в нефти, °С
НГДУ «Прикамнефть» ТХУ 3	43	24,5
НГДУ «Лениногорск- нефть» СИКН 220	42,5	24
НГДУ «Джалильнефть» СЖН 215	43,5	23,5
ГДУ «Заинскнефть» СИКН 209	37	20,5

Таким образом, при понижении температуры анализируемых нефтей ниже 42...43 °С в объеме нефтяной фазы образуются твердые компоненты – кристаллы парафина, в результате чего создается реальная возможность для образования отложений. При этом рост отложений может происходить как за счет оседания кристаллов парафина, взвешенных в объеме нефтяной фазы, что в условиях перекачки маловероятно, так и за счет роста кристаллов непосредственно на поверхности трубы.

Давление и газовый фактор

При давлениях выше давления насыщения температура начала выпадения парафинов возрастает с увеличением давления. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объема выделяющегося газа, который существенно влияет на растворимость парафина в нефти и понижение температуры нефтегазового потока (рис. 4.31).

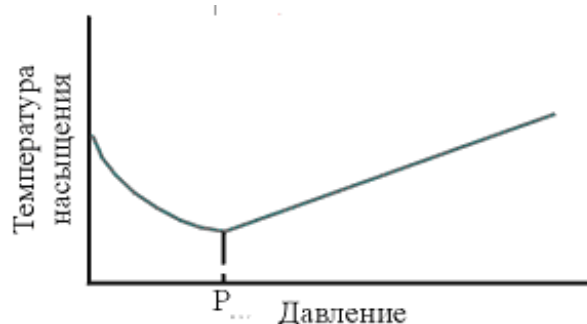


Рис. 4.31. Зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления.

Зоне начала образования отложений соответствует широкий диапазон давлений 5...10 МПа. Тот факт, что в некоторых скважинах процесс накопления отложений начинался при давлениях, значительно превышающих давление насыщения, говорит о том, что разгазирование не является фактором, определяющим начало накопления отложений, хотя и является причиной более интенсивного протекания процесса.

Скорость течения

С увеличением скорости потока нефти интенсивность накопления отложений сначала растет, вследствие увеличения массопереноса, достигает максимума и при определенной скорости начинает убывать, т.к. с ростом скорости нефть лучше удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии и возрастает возможность смыва отложившегося парафина из-за превосходства сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы. Губин полагает, что максимальную интенсивность отложений следует связывать не с переходом режима течения из ламинарного в турбулентный, а со скоростью потока, характерной для данного типа нефти.

Свойства поверхности

От характеристик поверхности зависит прочность сцепления парафиновых отложений с поверхностью. При прочих равных условиях интенсивность парафинизации поверхности различных материалов зависит от степени их полярности. Слабой сцепляемостью с парафинами обладают материалы с высокой полярностью (рис.4.32). Самая низкая интенсивность запарафинивания у стекла (кривая 13), самая высокая – у полиэтилена (кривая 1), что можно объяснить аналогией строения полиэтилена и предельных углеводородов нормального ряда, к которым относятся компоненты нефтяных парафинов. Фторопласт (кривая 2), также являющийся неполярным веществом, запарафинивается с меньшей интенсивностью. Полихлорвиниловый пластикат (кривая 7) – это слабополярный материал и его интенсивность запарафинивания меньше, чем у полиэтилена и фторопласта, но выше, чем у стекла и стали (кривая 9). Четкая связь между полярностью материала и интенсивностью его запарафинивания прослеживается на следующем графике [80], построенном по данным промышленного эксперимента (рис. 4.32). Он подтверждает вывод о том, что полярные материалы хорошо сопротивляются парафинизации.

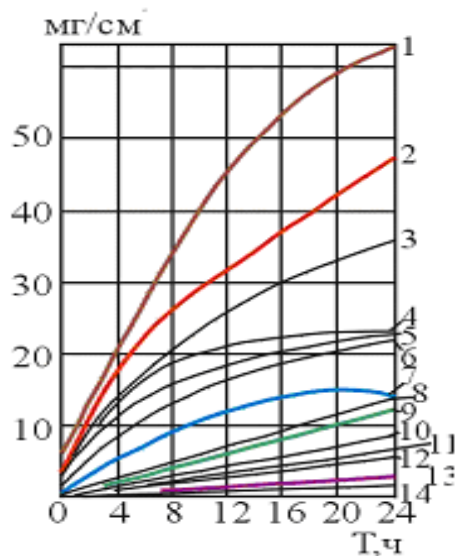


Рис. 4.32. Интенсивность запарафинивания поверхностей различной природы: 1 – полиэтилен, 2 – фторопласт, 3 – капрон ПР, 4 – капрон КК, 5 – капрон К, 6 – капрон АК, 7 – полихлорвиниловый пластикат, 8 – алюминий, 9 – сталь, 10 – целлюлоза, 11 – полиамид ПК-4, 12 – полиамид ПФЭ-2/10, 13 – стекло, 14 – гетинакс

Высокое качество обработки поверхности стальных труб не является препятствием для их запарафинивания. Только на начальной стадии парафинизации проявляется влияние качества обработки стальных поверхностей, т.к. шероховатость (рис. 4.33) при развитом турбулентном режиме интенсифицирует перемешивание, а, следовательно, и выделение газа и парафина. Однако после образования слоя парафина небольшой толщины, скорость накопления отложений парафина уже не зависит от чистоты обработки поверхности. С увеличением степени полярности материала и чистоты обработки поверхности сцепление ослабевает и смыв парафиновых отложений будут происходить при меньших скоростях потока нефти.



Рис. 4.33. Влияние шероховатости на процесс отложений парафина

Обводненность продукции

С увеличением доли воды в потоке интенсивность отложения парафина снижается по двум причинам:

1) из-за увеличения суммарной теплоемкости (теплоемкость воды выше, чем теплоемкость нефти) температура потока повышается, что приводит к уменьшению отложения парафина;

2) из-за изменения характера смачиваемости поверхности, увеличения площади контакта стенки трубопровода с водой.

На рис. 4.34 приведен график зависимости интенсивности запарафинивания материалов от степени их гидрофильности.

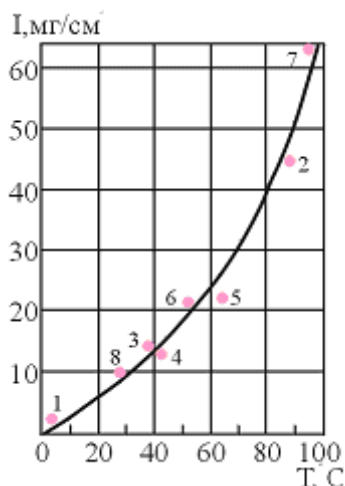


Рис. 4.34. Зависимость интенсивности запарафинивания материалов от степени их гидрофильности: 1 – стекло, 2 – полиэтилен, 3 – полихлорвиниловый пластикат, 4 – алюминий, 5 – полиамид АК-7, 6 – полиамид КК, 7 – фторопласт, 8 – сталь

Смолисто-асфальтеновые вещества

Образование плотных, трудноудаляемых с металлической поверхности парафиновых отложений происходит только при наличии в нефти смолисто-асфальтеновых веществ. В их присутствии поверхность отложений имеет развитую шероховатость, при отсутствии – поверхность становится идеально гладкой, а отложения представляют собой слой с рыхлой структурой и низкими механическими характеристиками. Асфальтены способны выпадать из раствора и самостоятельно участвовать в формировании плотных осадков. В присутствии смол этот процесс усиливается. Т.е. парафин – основной материал отложений, а смолы обладают цементирующими свойствами.

Компонентный состав нефти

От компонентного состава зависит растворяющая способность нефти по отношению к парафину: чем больше выход светлых фракций (выкипающих до 350°C, тем больше выпадет парафина. Установлено, что нефти с высоким содержанием углеводородов нафтенового и арома-

тического рядов менее склонны к формированию прочных парафиновых отложений, чем нефти, в составе которых преобладают соединения метанового нормального или парафинового рядов и которые даже при малом содержании высокомолекулярных соединений образуют плотные отложения парафина.

Плотность, вязкость нефти

Легкие, маловязкие нефти с большим содержанием легких фракций, выкипающих до 300°C, способствуют менее быстрому накоплению отложений парафина по сравнению с нефтями большей плотности и вязкости. Это объясняется тем, что хотя растворяющая способность нефтей, содержащих больше легких фракций при одинаковых температурных условиях, выше, чем у тяжелых нефтей, она влияет в основном на температуру массовой кристаллизации парафина, понижая ее. В остальном же на процесс формирования и накопления отложений, структурообразование парафина и его агрегативную устойчивость в основном влияет содержание смол и асфальтенов.

Последствия выпадения парафинов

Отложения парафина в трубопроводах способствуют:

- *увеличению стойкости водонефтяных эмульсий, для разрушения которых приходится подбирать технологии с применением более высоких температур, увеличивать расход деэмульгаторов (ДЭ);*
- *снижению пропускной способности трубопровода;*
- *увеличению гидравлического сопротивления;*
- *уменьшению срока эксплуатации трубопровода;*
- *изменению реологических свойств нефти, вплоть до образования структуры во всем объеме нефти и потери текучести.*

4.3. Осложнения, вызванные образованием гидратов в трубопроводах

4.3.1. Общая информация

В самом широком смысле гидратами называют химические соединения, в состав которых входит вода. Так, например, существует класс неорганических соединений, называемых «твердыми гидратами». Они представляют собой твердые вещества с ионным типом связей, в которых ионы окружены молекулами воды и образуют твердое кристаллическое тело. Однако в нефтегазовой промышленности под гидратами принято понимать вещества, состоящие из микромолекул и воды.

Гидраты – это твердые кристаллические соединения, образованные водой и микромолекулами. Они входят в более крупный класс химических соединений, известных под названием «клатратов» или «соединений включения». Клатратами называют соединения, в которых молекулы одного вещества заключены внутри структур, образованных молекулами другого вещества. В этой работе рассматриваются водные клатраты – гидраты.

Многие из компонентов, обычно входящих в состав природного газа, образуют гидраты в соединении с водой. Образование гидратов является одной из проблем, связанных с процессами добычи, переработки и транспортировки природного газа и его производных жидкостей.

Вода часто сопутствует природному газу. В газоносных пластах всегда присутствует вода. Поэтому добываемый природный газ всегда насыщен водой. Кроме того, в некоторых случаях из скважин вместе с газом добывается пластовая вода. Вода часто используется также в технологических процессах подготовки природного газа. В процессе очистки природного газа от сероводорода двуокиси углерода (так называемых кислых газов) часто используют водные растворы. Наиболее широко применяется метод очистки газа водными растворами алканоламинов (алканоламины (аминоспирты, оксиамины) можно рассматривать как производные аммиака, в котором один или несколько атомов водорода замещены на спиртовой радикал или спиртовой и углеводородный). В результате такой обработки получают очищенный газ, насыщенный водой. Вследствие таких тесных связей между водой и природным газом гидраты могут встречаться на всех стадиях добычи и подготовки природного газа.

Такие необычные свойства воды как: необычно высокая температура кипения, высокая энтальпия испарения, расширение воды при замерзании могут быть объяснены особенностями конфигурации молекулы воды и взаимосвязями, обусловленными ее геометрией.

Молекула воды состоит из одного атома кислорода, связанного с двумя атомами водорода. Связи между атомами кислорода и водорода в молекуле воды являются **ковалентными**. Ковалентные связи в молекулах образуются за счет общей электронной пары. Угол между двумя атомами водорода в молекуле воды составляет приблизительно 105 градусов (рис. 4.35, б).

На рисунке не видны две пары несвязанных электронов, которые располагаются с «тыльной» стороны атома кислорода. Эти электроны сообщают отрицательный заряд атому кислорода и небольшой положительный заряд атомам водорода. На рис. 4.35, а показаны наведенные

электростатические заряды в молекуле (положительные заряды обозначены δ^+ , а отрицательные – δ^-).



Рис.4.35. Геометрическое строение молекулы воды: линейная схема с указанием наведенных зарядов (а), обуславливающих водородную связь; сферическая модель с указанием угла между атомами водорода (б)

Таким образом, молекулы воды будут стремиться выстроиться упорядоченно таким образом, чтобы атомы водорода соединились с атомами кислорода.

Такая ориентация между атомами водорода и кислорода называется «водородной связью». Водородная связь, в сущности, обусловлена электростатическим притяжением между молекулами. Сила водородных связей составляет всего лишь от 1/10 до 1/20 силы ковалентных связей в молекуле, тем не менее, она достаточна для объяснения описанных выше свойств воды.

Когда молекулы воды выстраиваются упорядоченно, они образуют гексагональную решетку. Угол между сторонами в правильном шестиугольнике составляет 120 градусов, что превышает угол 105 градусов между атомами в молекуле воды. Кажущийся парадокс можно объяснить тем, что гексагональные структуры молекул воды не лежат в одной плоскости. Гексагональная структура молекул воды в кристалле льда показана на рис. 4.36. Кругами на рисунке обозначены молекулы воды, а линиями – водородные связи.

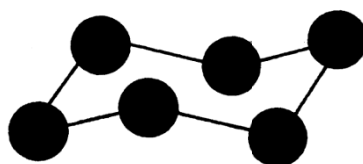


Рис. 4.36. Пространственная гексагональная структура расположения молекул воды в кристалле льда

Способность воды образовывать гидраты объясняется наличием в ней водородных связей. Водородная связь заставляет молекулы воды выстраиваться в геометрически правильные структуры. В присутствии молекул некоторых веществ эта упорядоченная структура стабилизируется и образуется смесь, выделяемая в виде твердого осадка.

Молекулы воды в таких соединениях называются «хозяевами», а молекулы других веществ, стабилизирующие кристаллическую решетку – «гостями». Молекулы-гости называются «гидратообразующие вещества» или «гидратообразователи». Кристаллические решетки гидратов имеют сложное, трехмерное строение, где молекулы воды образуют каркас, в полостях которого находятся заключенные молекулы гости.

Считается, что стабилизация кристаллической решетки в присутствии молекул-гостей обусловлена Ван-дер-Ваальсовыми силами, которые возникают из-за межмолекулярного притяжения, не связанного с электростатическим притяжением. Как отмечалось выше, водородная связь отличается от Ван-дер-Ваальсовых сил тем, что она обусловлена сильным электростатическим притяжением, хотя некоторые исследователи относят водородную связь к Ван-дер-Ваальсовым силам.

Еще одна интересная особенность газовых гидратов заключается в отсутствии связей между молекулами-гостями и хозяевами. Молекулы-гости могут свободно вращаться внутри решеток, образованных молекулами-хозяевами. Это вращение подтверждено с помощью спектроскопических измерений. Таким образом, данные соединения можно наилучшим образом описать как твердые растворы.

4.3.2 Условия образования гидратов

Для образования гидрата необходимы следующие три условия:

1. Благоприятные термобарические условия. Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления. Термобарические кривые для гидратообразующих веществ показаны на рис. 4.37.

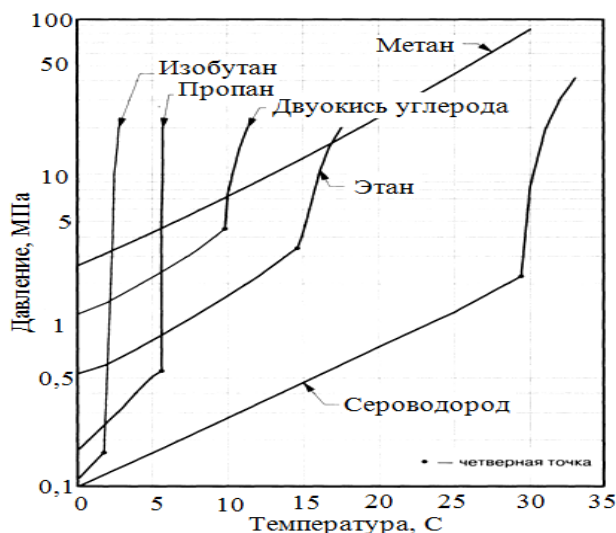


Рис. 4.37. Кривые гидратообразования для некоторых компонентов природного газа

Во всех случаях линии равновесия у трехфазных систем, включающих две жидкие фазы, имеют сильный наклон. При небольших изменениях температуры наблюдаются очень значительные изменения значений давления. У метана такой картины не наблюдается.

В табл. 4.12 также указаны значения молярных концентраций разных фаз (жидкой водной, жидкой неводной и газовой). Для этана молярные доли гидратной фазы не являются функцией температуры и давления (т. е. постоянны), так как молекулы этих веществ занимают только большие полости в решетках соответствующих гидратов. У больших полостей степень заполнения высокая. Указанные в таблице значения соответствуют условиям 100 %-го заполнения.

2. Наличие гидратообразующего вещества. К гидратообразующим веществам относятся метан, этан, двуокись углерода и др.

3. Достаточное количество воды. Воды не должно быть ни слишком много, ни слишком мало.

Таблица 4.12

Условия гидратообразования для метана

<i>Температура, °С</i>	<i>Давление, МПа</i>	<i>Фазовый состав</i>	<i>Молярный доли, мол. %</i>		
			<i>Жидкая водная фаза (ЖВ)</i>	<i>Паровая фаза (П)</i>	<i>Гидратная фаза (Г)</i>
0,0	2,60	ЖВ-Г-П	0,10	0,027	14,1
2,5	3,31	ЖВ-Г-П	0,12	0,026	14,2
5,0	4,26	ЖВ-Г-П	0,14	0,026	14,3
7,5	5,53	ЖВ-Г-П	0,16	0,025	14,4
10,0	7,25	ЖВ-Г-П	0,18	0,024	14,4
12,5	9,59	ЖВ-Г-П	0,21	0,024	14,5
15,0	12,79	ЖВ-Г-П	0,24	0,025	14,5
17,5	17,22	ЖВ-Г-П	0,27	0,025	14,5
20,0	23,4	ЖВ-Г-П	0,30	0,027	14,6
22,5	32,0	ЖВ-Г-П	0,34	0,028	14,6
25,0	44,1	ЖВ-Г-П	0,37	0,029	14,7
27,5	61,3	ЖВ-Г-П	0,41	0,029	14,7
30,0	85,9	ЖВ-Г-П	0,45	0,029	14,7

Точные значения температуры и давления гидратообразования зависят от химического состава газа, причем гидраты могут образовываться при температурах выше точки замерзания воды 0 °С.

Для предотвращения гидратообразования достаточно исключить одно из трех условий, перечисленных выше. Как правило, мы не можем удалить из смеси гидратообразующие вещество. В случае с природным

газом именно гидратообразующие вещества и являются полезным продуктом. Поэтому для борьбы с гидратообразованием мы обращаем внимание на два других фактора.

Ускоренному образованию гидратов также способствуют следующие явления:

Турбулентность

Высокие скорости потока. Образование гидратов активно протекает на участке с высокими скоростями потока среды. Это делает дроссельную арматуру особенно чувствительной к образованию гидратов. Во-первых, температура природного газа при прохождении через дроссель, как правило, значительно понижается вследствие эффекта Джоуля-Томсона. Во-вторых, в уменьшенном проходном сечении клапана возникает большая скорость потока.

Перемешивание. При перемешивании газа в трубопроводе, технологическом резервуаре, теплообменнике и т. п. интенсивность гидратообразования возрастает.

Центры кристаллизации

Центр кристаллизации представляет собой точку, в которой имеются благоприятные условия для фазового превращения, в данном конкретном случае – образование твердой фазы из жидкой. Центрами кристаллизации для образования гидратов могут быть дефекты трубопроводов, сварные швы, фасонные детали и арматура трубопроводов (например, колена, тройники, клапаны) и т. д. Включения шлама, окалины, грязи и песка также являются хорошими центрами кристаллизации.

Свободная вода

Наличие свободной воды не является обязательным условием для гидратообразования. Это продемонстрировано на фазовой диаграмме давление состав для системы метан + вода (рис. 4.38). Например, в равномолярной смеси метана и воды при 10 °С и 10 МПа присутствуют только гидратная и газовая фазы – свободная вода отсутствует.

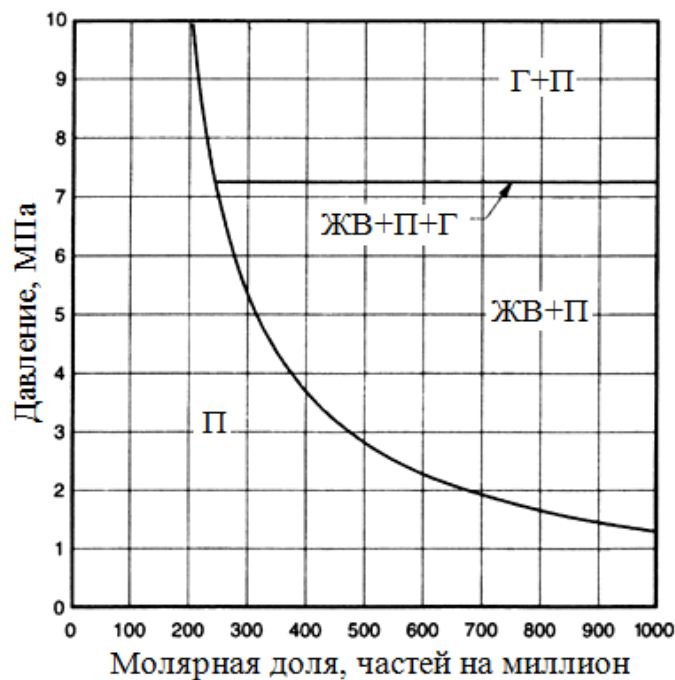


Рис. 4.38. Фазовая диаграмма давление – состав для смеси вода + метан при 10°C (условные обозначения: Г – гидрат, ЖВ – жидкая вода, П – пар)

Еще одно доказательство, так называемый «аргумент инея». Образование инея происходит без образования жидкой воды. Иней выкристаллизовывается из воздуха и покрывает предметы зимними ночами. При этом водяной пар, находящийся в воздухе, переходит непосредственно в твердую фазу, минуя жидкую. Воздушно-водяная смесь представляет собой газ, а в воздухе вода в жидком виде не содержится.

Процесс непосредственно перехода вещества из газообразного в твердое называется сублимацией. Так, например, двуокись углерода сублимирует при обычном атмосферном давлении. Твердая CO_2 , в просторечии называемая «сухим льдом», переходит из твердого состояния сразу в газообразное, минуя жидкую фазу. Или нафталин. Запах нафталиновых шариков можно чувствовать в воздухе, потому что нафталин превращается из твердого вещества непосредственно в газ, который и воспринимается обонянием человека. Фактически все чистые вещества, включая и чистую воду, способны к сублимации при значениях ниже давления в «тройной точке» (тройная точка – три фазы одновременно находятся в состоянии равновесия).

Однако интенсивность гидратообразования в присутствии свободной воды, безусловно, возрастает. Кроме того, поверхность раздела вода – газ является удобным центром кристаллизации для образования гидратов.

Перечисленные выше факторы способствуют усилению гидратообразования, но не являются обязательными условиями. Только три названных ранее условия обязательны для гидратообразования.

Еще одним важным аспектом гидратообразования является процесс накопления твердого вещества. Скопление гидрата необязательно происходит в том же месте, где и его образование. Гидраты могут перемещаться по трубопроводам вместе с потоком среды, особенно жидкой. Как правило, скопление гидратов приводит к возникновению технических проблем. В многофазных трубопроводах скопление гидратов создают пробки, которые могут забивать линии и вызывать повреждение оборудования.

4.3.3. Типы гидратов и гидратообразующие вещества

Гидраты классифицируются в зависимости от расположения молекул воды в кристаллической решетке и, соответственно, строения решетки. В нефтегазовой промышленности широко встречаются два типа гидратов. Их называют гидратами I и II типа, а иногда структурами I и II. Существует также третий тип гидратов, который называется тип H (структура H), однако он встречается намного реже.

Краткие сравнительные характеристики гидратов I и II типов приведены в табл. 4.12.

Таблица 4.12

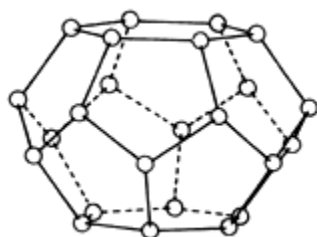
Сравнительные характеристики гидратов I и II типов

<i>Количество молекул воды в одной ячейке решетки</i>	<i>Тип I</i>	<i>Тип II</i>
1	2	3
Количество полостей в одной ячейке решетки:		
малых	2	16
больших	6	8
<i>Теоретическая формула ячейки</i>		
При заполнении всех полостей	$X \times 5,75 \text{ H}_2\text{O}$	$X \times 5,67 \text{ H}_2\text{O}$
Молярная доля гидратообразующего вещества	0,1481	0,1500
При заполнении только большинства полостей	$X \times 7,67 \text{ H}_2\text{O}$	$X \times 17 \text{ H}_2\text{O}$
Молярная доля гидратообразующего вещества	0,1154	0,0556

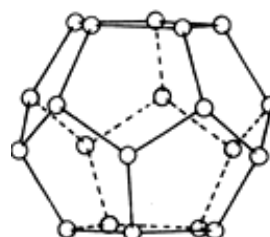
1	2	3
Диаметр полости, А		
малой	7,9	7,8
большой	8,6	9,5
Объем одной ячейки каркаса, м³	$1,728 \cdot 10^{-27}$	$5,178 \cdot 10^{-27}$
Примеры гидратообразующих веществ	CH ₄ , C ₂ H ₆ , H ₂ S, CO ₂	C ₃ H ₈ , изо-C ₄ H ₁₀ , N ₂
X – молекулы гидратообразующего вещества		

Типы полиэдрических ячеек, образующих структуру решетки в гидратах I и II типов, показаны на рис. 4.39.

Гидрат I



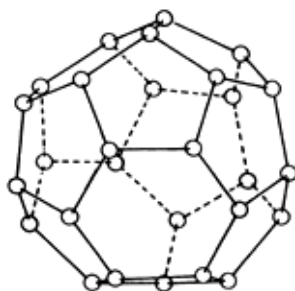
Тетраикадекаэдр
14-гранник (большая полость)



Додекаэдр
12-гранник (большая полость)

Рис. 4.39, а. Полиэдрические ячейки решетки гидратов I типа и II типа

Гидрат II



Тетраикадекаэдр
16-гранник (большая полость)



Додекаэдр
12-гранник (большая полость)

Рис. 4.39, б. Полиэдрические ячейки решетки гидратов I типа и II типа

Гидраты I типа

Самую простую структуру имеют гидраты I типа. Он образован ячейками с полостями двух видов: 1) в форме додекаэдра, т.е. двенадцатигранника, каждая грань которого имеет форму правильного пятиугольника; 2) в форме тетраикадекаэдра, т. е. четырнадцатигранника, имеющего 12 пентагональных и две гексагональные грани. Додекаэдри-

ческие полости по размеру меньше тетракайдекаэдрических, поэтому первые часто называют малыми полостями, а вторые – большими полостями.

В гидратах I типа каждая ячейка решетки состоит из 46 молекул воды.

Одна из причин, в силу которых долгое время не удавалось установить кристаллическую структуру гидратов, заключается в них нестехиометричности (разное количество химических элементов вступает во взаимодействие). Это означает, что для образования стабильного гидрата необязательно, чтобы все полости решетки были заняты молекулами-гостями. Степень заполнения полостей является функцией температуры и давления.

К наиболее распространенным веществам, образующим гидраты I типа, относятся метан, этан, двуокись углерода и сероводород. В гидратах CH_4 , CO_2 и H_2S молекулы-гости могут занимать как малые, так и большие полости. Молекулы этана, в отличие от них, занимают только большие полости.

Гидраты II типа

Структура гидратов II типа сложнее, чем структура гидратов I типа. В гидратах II типа решетка также образована двумя видами ячеек. Структурные ячейки в гидратах II типа имеют форму: 1) додекаэдра – 12-гранника, в котором каждая грань имеет форму равностороннего пятиугольника; 2) гексакайдекаэдра – 16-гранника, имеющего 12 пентагональных граней и четыре гексагональные грани. Додекаэдрические полости по размеру меньше гексакайдекаэдрических. Ячейка решетки гидрата II типа образована 136 молекулами воды. Среди наиболее распространенных веществ, образующих гидраты II типа, в природном газе присутствуют азот, пропан и изобутан. Любопытно, что молекулы азота в гидратах II типа могут занимать как большие, так и малые полости. Молекулы же пропана и изобутана, напротив, занимают только большие полости.

Размеры молекул-гостей

Зависимость между размером молекулы и типом образующегося гидрата была впервые обнаружена фон Штакельбергом.

Считается, что стабилизация кристаллической решетки гидрата обусловлена действием ван-дер-ваальсовых сил между молекулами-гостями и молекулами-хозяевами. Кроме того, Ван-дер-Ваальсовы силы считаются результатом взаимодействия между электронами в соединении. В молекулах водорода и гелия содержится всего по два электрона,

поэтому Ван-дер-Ваальсовы силы в них слабы. Это одно из объяснений, почему маленькие молекулы этих газов не образуют гидратов.

Гидраты Н типа

Гидраты Н типа встречаются значительно реже, чем гидраты I и II типов. Для формирования гидратов этого типа требуются молекулы маленького размера, как, например, молекулы метана, и гидрообразователь типа Н. В структуре гидратов типа Н имеются полости трех видов: 1) додекаэдрические – 12-гранники, в которых каждая из граней имеет форму правильного пятиугольника; 2) неправильной додекаэдрической формы – с тремя квадратными гранями, шестью пентагональными гранями и тремя гексагональными гранями; 3) неправильной икосаэдрической формы – 20-гранники с 12 пентагональными гранями и восемью гексагональными гранями. Каждая структурная ячейка решетки состоит из трех додекаэдрических полостей (малых), двух неправильных додекаэдрических полостей (средних) и одной икосаэдрической полости (большой). Элементарная ячейка включает 34 молекулы воды. Поскольку для образования гидрата Н типа необходимы два гидратообразующих вещества, составить его теоретическую формулу достаточно сложно. Но если предположить, что маленькие молекулы X будут заполнять только две меньшие полости, а большие молекулы Y, как известно, занимают только большие полости, теоретическая формула ячейки будет иметь вид $Y_x 5X_x 34 H_2O$. Гидрообразователи Н типа: 2-метилбутан, 2,2-диметилбутан, 2,3-диметилбутан, 2,2,3-триметилбутан, 2,2-диметилпентан, 3,3-диметилпентан, метилциклопентан, этилциклопентан, метилциклогексан, циклогептан и циклооктан. В составе природного газа эти компоненты встречаются редко. Фактически эти вещества обычно не учитываются при анализе химического состава газа.

Азот

На рис. 4.40 показана кривая гидратообразования для азота. Для сравнения показана кривая гидратообразования для метана. Для образования гидрата из азота требуется значительно более высокое давление, чем для метана.

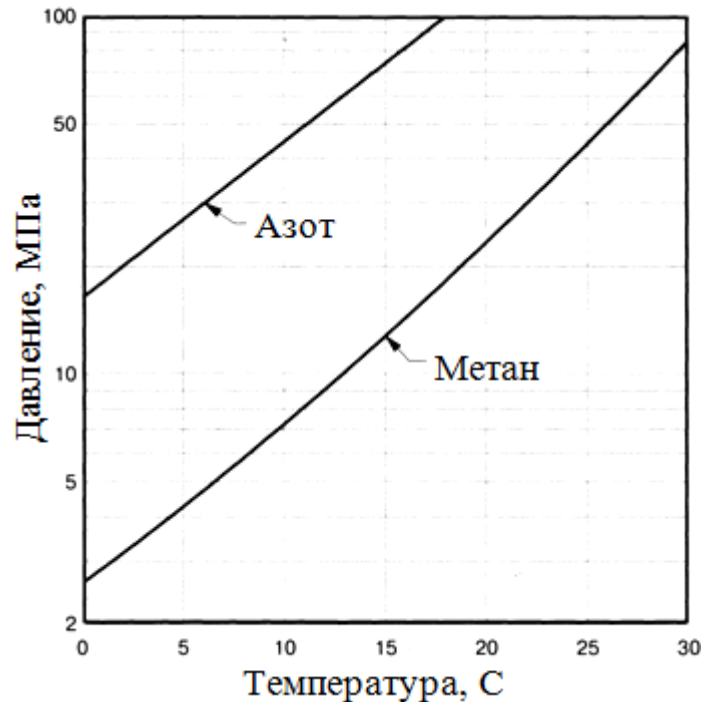


Рис. 4.40. Кривые гидратообразования метана и азота
Смеси

Если газовая смесь состоит из гидратообразующих веществ одного типа, то образующийся гидрат будет такого же типа.

Тип I + тип II. С точки зрения термодинамики будет образовываться такой тип гидрата, при котором свободная энергия системы будет наименьшей. Иными словами, в этой смеси образуется гидрат того типа, который будет термодинамически стабильным. Однако никаких строгих правил здесь нет, и каждый конкретный случай требует отдельного рассмотрения. Например, смесь этана и пропана. Если этана более 80 %, то образуется гидрат I типа, в остальных случаях – гидрат II типа. В смесях метана и пропана почти всегда образуется гидрат II типа. Гидрат I типа образуется только в смесях с очень высоким содержанием метана (более 99 %).

4.3.4. Физические свойства гидратов

Характеристики физических свойств играют важную роль при проектировании технологических процессов. Это справедливо также и для процессов, в которых участвуют газовые гидраты.

Исследование свойств гидратов осложняется тем, что эти свойства зависят от 1) типа гидрата; 2) молекулы-гостя, заполняющей полость решетки; 3) степени заполнения полостей (следует помнить, что гидраты нестехиометричны).

Молярная масса

Молярную массу (молекулярный вес) гидрата можно определить, исходя из его кристаллической структуры и степени заполнения полостей. Молярная масса гидрата M вычисляется по формуле [81]:

$$M = \frac{N_w M_w + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} \vartheta_i M_j}{N_w + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} \vartheta_i} \quad (4.26)$$

где N_w – количество молекул воды в одной ячейке решетки (46 в гидратах I-го типа и 136 в гидратах II-го типа),

M_w – молярная масса воды,

Y_{ij} – парциальная степень заполнения полостей i -го типа молекулами j -го компонента,

ϑ_i – количество полостей i -го типа,

n – число имеющихся типов полостей (в гидратах I и II типа – 2, в гидратах H – 3),

c – число компонентов, присутствующих в ячейке.

Хотя внешне формула выглядит достаточно сложной, в ней просто учитываются все присутствующие в гидрате молекулы, а затем вычисляется среднее значение, которое и является молярной массой.

Плотность

Плотность гидрата ρ можно рассчитать по формуле [81]:

$$\rho = \frac{N_w M_w + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} \vartheta_i M_j}{N_A V_{cell}} \quad (4.27)$$

где N_w – количество молекул воды в одной ячейке решетки (46 в гидратах I-го типа и 136 в гидратах II-го типа),

N_A – число Авогадро,

M_w – молярная масса воды,

Y_{ij} – парциальная степень заполнения полостей i -го типа молекулами j -го компонента,

ϑ_i – количество полостей i -го типа,

n – число имеющихся типов полостей (в гидратах I и II типа – 2, в гидратах H – 3),

c – число компонентов, присутствующих в ячейке,

V_{cell} – объем одной ячейки.

Общая масса всех этих молекул, поделенная на объем одной ячейки кристаллической решетки, дает величину плотности гидрата.

Можно заметить, что плотность гидратов углеводов приблизительно равна плотности льда. У гидратов двуокиси углерода и сероводорода плотность значительно больше. Фактически они тяжелее воды.

Энтальпия плавления

Еще одной важной характеристикой является энтальпия плавления (иногда называемая теплотой образования). По этому показателю можно рассчитать количество теплоты, необходимое для разложения гидрата. Одним из способов оценки влияния температуры на теплоту плавления является так называемый метод Клайперона. Он заключается в применении уравнения типа Клайперона к области трехфазного равновесия [81]:

$$\frac{d \ln P}{d 1/T} = \frac{\Delta H}{zR} \quad (4.28)$$

где ΔH – энтальпия плавления,
 z – коэффициент сжимаемости газа при заданных условиях,
 R – универсальная газовая постоянная.

В этом уравнении заложено предположение, что молярные объемы жидкости и гидрата в системе ничтожно малы в сравнении с молярным объемом газа.

Теплопроводность

Свойства теплопроводности гидратов исследовались в ограниченных масштабах, однако было установлено, что гидраты обладают значительно меньшей теплопроводностью, чем лед. Теплопроводность льда составляет 2,2 Вт/м·К, тогда как гидраты углеводородов имеют теплопроводность в диапазоне 0,50±0,01 Вт/м·К.

Механические свойства.

Механические свойства гидратов в целом близки к свойствам льда. При отсутствии дополнительной информации можно с уверенностью принимать механические свойства гидрата равными соответствующим значениям для льда. Не следует считать, что гидраты представляют собой мягкую, податливую массу. Гидратные пробки могут по твердости не уступать льду. Сорвавшаяся гидратная пробка, двигаясь с большой скоростью по трубопроводу, может причинить значительные повреждения.

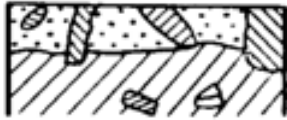
Контрольные задания

Входной контроль

1. Принципиальная схема какого типа коррозии представлена на рисунке:
а) – точечная; б) – избирательная; в) – язвенная; г) – межкристаллическая;



2. Принципиальная схема какого типа коррозии представлена на рисунке: а) – точечная; б) – избирательная; в) – язвенная; г) – межкристаллическая;



3. Какая структура газожидкостных потоков представлена на рисунке: а) – расслоенное течение; б) – пробковое течение; в) – кольцевое течение; г) – дисперсное течение.



4. Определите скорость коррозии если $m_0=300$ г, $m_1=299,915$ г, $S=0,14$ м², $\tau=8$ суток: а) – 316,24 г/м²час; б) – 0,076 г/м²час; в) – 0,0032 г/м²час; г) – 11,16 г/м²час.
5. Какому механизму коррозии соответствует следующее уравнение: $4Fe + S_4^{2-} + 2H_2O \rightarrow FeS + 3Fe(OH)_2 + 2H_2$: а) – коррозионный процесс с кислородной деполяризацией; б) – локальное разрушение под действием сульфатвосстанавливающих бактерий; в) – сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением; г) – механизм локального разрушения в присутствии осадка.
6. Нефти, с содержанием парафина более 6% это: а) – среднепарафинистые; б) – парафинистые; в) – малопарафинистые;
7. При давлениях выше давления насыщения температура начала выпадения парафинов: а) – возрастает с увеличением давления; б) – уменьшается с увеличением давления; в) – давление не влияет на температуру начала выпадения парафинов;
8. Угол между двумя атомами водорода в молекуле воды составляет приблизительно: а) – 105 градусов; б) – 140 градусов; в) – 125 градусов; г) – 180 градусов.
9. Додекаэдра имеет форму: а) – десятигранника; б) – двенадцатигранника; в) – шестнадцатигранника; г) – круга.

Текущий контроль

10. Что такое коррозия?
11. Назовите основные факторы, определяющие коррозионную активность.
12. Какие типы коррозионных повреждений вы знаете?
13. Назовите классификацию нефтегазопромысловых сред по их коррозионной активности.
14. Какие структуры газожидкостных смесей вы знаете?

15. Назовите химическую классификацию пластовых сред?
16. Каких ученых вы знаете, которые приложили руку к созданию классификации пластовых сред?
17. Почему необходимо знать механизм протекания коррозии?
18. Какие основные виды механизмов коррозии вы знаете?
19. Назовите стадии формирования канавочной коррозии, нарисуйте принципиальную схему для каждой стадии?
20. Как происходит процесс коррозии с кислородной деполяризацией?
21. Что такое парафинистые углеводороды?
22. Приведите классификацию парафинистых нефтей?
23. Перечислите физико-химические свойства парафинистых нефтей?
24. Как вы понимаете механизм парафинизации поверхности трубопровода?
25. От чего зависит интенсивность парафинообразования?
26. Из чего состоят парафинистые отложения?
27. Что такое гидраты?
28. Гидраты каких типов вы знаете?
29. Перечислите физические свойства гидратов?

5. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Ежегодно в России на промыслах происходит до 70 тыс. аварий трубопроводного транспорта, 90 % из которых являются следствием коррозионных повреждений. Из общего числа аварий на долю систем сбора углеводородов приходится около 55 % . На ежегодную замену промышленных сетей расходуется более 8 тыс. км труб, что составляет около 400...500 тыс. тонн стали [1].

На рис. 5.1 представлена динамика отказов промышленных трубопроводов одной из добывающих компаний РФ.



Рис. 5.1. Динамика отказов трубопроводов ООО «Роснефть-Пурнефтегаз»

Как видно из рис. 5.1 ежегодно происходит увеличение численности отказов ООО «Роснефть-Пурнефтегаз».

На рис. 5.2 представлена динамика отказов промышленных трубопроводов одной из зарубежных добывающих компаний (Канада, северная провинция Альберта) [82].

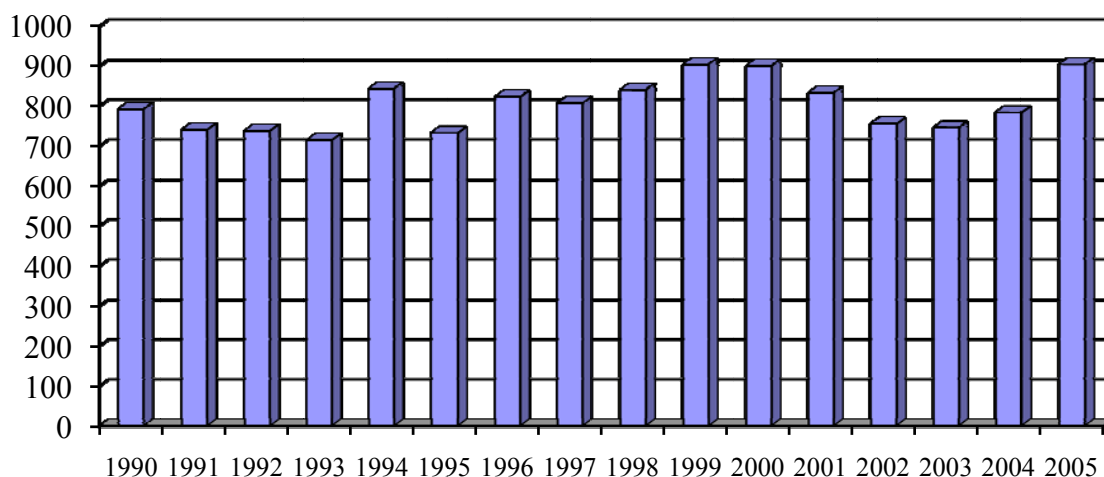


Рис. 5.2. Динамика отказов трубопроводов канадской добывающей компании

Из рис. 5.2 видно, что отказы канадской добывающей компании наиболее стабильны и достигают порядка 700...800 отказов за год. На сегодняшний день в одном только филиале ОАО «НК «Роснефть» (ООО «Роснефть-Пурнефтегаз») насчитывается порядка 600 отказов за год и их численность продолжает расти. Учитывая тот факт, что протяженность трубопроводов канадской добывающей компании практически адекватна протяженности трубопроводного парка всей компании ОАО «НК «Роснефть» можно сделать вывод о том, что процесс транспортировки скважинной продукции канадской добывающей компании наиболее стабилен.

Из рис. 5.3 очевидно, что преобладающей причиной отказов ПТ является внутренняя коррозия [82].

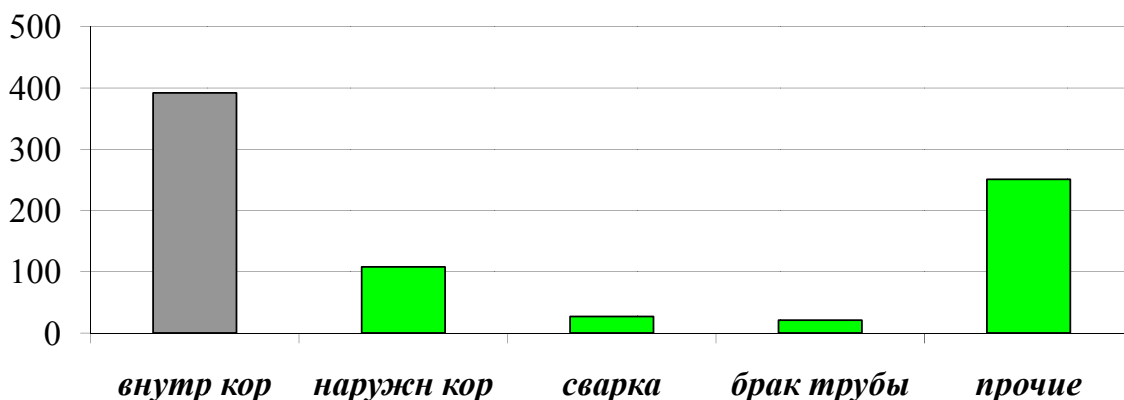


Рис. 5.3. Динамика отказов трубопроводов канадской добывающей компании

5.1. Предотвращение коррозионных образований промысловых трубопроводов

Серьезной проблемой при эксплуатации газонефтепроводных коммуникаций является защита трубопроводов от коррозии, особенно на промысловых объектах. Все виды коррозии (наружной вследствие воздействия агрессивных грунтов и блуждающих токов, внутренней из-за влияния сероводорода, углекислоты и так называемой «ручейковой коррозии») нарушают герметичность и соответственно приводят к потере нефти, газа, конденсата. При этом ущерб наносится вследствие не только недополучения продукции, но и загрязнения окружающей среды при возгорании газа и разливе нефти. В связи с отмеченным постоянно ведутся поиски решений в области повышения надежности газонефтепроводных коммуникаций путем прежде всего их коррозионностойкости.

Достижение надежной и безопасной эксплуатации промысловых трубопроводных систем возможно при решении двух основных проблем:

- *снижение или предотвращение коррозии нефтепромыслового оборудования и трубопроводов разного назначения;*
- *повышение эффективности организационно-технических мероприятий (диагностика, мониторинг, ремонт и др.).*

Снижение или предотвращение процессов коррозии нефтепромыслового оборудования и, как следствие, отказов достигается:

- *применением технологических методов, направленных на сохранение первоначально низкой агрессивности добываемой продукции, или созданием наиболее благоприятных условий эксплуатации нефтепромыслового оборудования и трубопроводов;*
- *использованием специальных средств защиты, в том числе ингибиторов коррозии, защитных покрытий, неметаллических материалов и коррозионно-стойких металлов для труб, а также электрохимической (катодной или протекторной) защиты.*

5.1.1. Применение промысловых труб из различных материалов

В разделе 1.2 («Назначение и классификация промысловых трубопроводов») была представлена классификация трубопроводов, применяемых при строительстве систем сбора скважинной продукции. Рассмотрим некоторые из них.

В настоящее время проблема коррозии промышленных трубопроводов решается путем применения [83]:

- *коррозионностойких сталей для промышленных трубопроводов;*
- *внутренних противокоррозионных покрытий;*
- *ингибиторной защиты трубопроводов;*
- *полимерных труб;*
- *композитных труб.*

Однако уже можно сделать вывод о том, что ни один из этих способов не является достаточно эффективным. Для оценки эффективности применения того или иного способа защиты трубопроводов была построена зависимость срока службы трубопроводов от технических способов их защиты от внутренней коррозии (рис. 5.4).



Рис. 5.4. Зависимость сроков службы трубопроводов от методов защиты от коррозии

Из рис. 5.4 видно, что при необходимости длительной эксплуатации промышленных трубопроводов наиболее эффективно применение композитных труб.

Для экономической оценки эффективности применения методов защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии был проведен экономический анализ существующих методов. В табл. 5.1 приведена зависимость усредненной стоимости 10 км уложенного трубопровода для различного времени его эксплуатации [83].

Таблица 5.1

Зависимость усредненной стоимости 10 км уложенного трубопровода для различного времени его эксплуатации

<i>Метод защиты трубопровода от внутренней коррозии</i>	<i>Гарантированный срок эксплуатации, годы</i>	<i>Усредненная стоимость 10 км уложенного трубопровода, тыс. руб., через</i>				
		10 лет	20 лет	30 лет	40 лет	50 лет
Применение стальных труб	10	3000	6000	9000	12000	15000
Применение коррозионностойкой стали	15	4000	8000	8000	12000	16000
Внутренние противокоррозионные покрытия	25	4500	4500	9000	9000	9000
Ингибиторная защита промышленных трубопроводов	20	4000	5000	9000	10000	14000
Применение композитных труб	50	7500	7500	7500	7500	7500

Исходя из результатов экономического анализа можно сделать вывод о наиболее предпочтительном и перспективном применении на промыслах композитных труб.

Металлопластиковые трубы

Металлопластиковые трубы МПТ представляют собой трубы из термопластичных материалов, армированные сварным сетчатым каркасом из проволоки. Каркас из низколегированной стали обыкновенного качества воспринимает механические нагрузки. Полиэтилен высокой плотности обладает хорошими антикоррозионными свойствами.

Основные свойства МПТ: высокая антикоррозионная стойкость, пониженная склонность к различным отложениям, прочность в 4...5 раз выше прочности неармированных полиэтиленовых труб, низкие потери на трение, простота и удобство в монтаже и эксплуатации, повышенный срок службы по сравнению с нержавеющей и полиэтиленовыми трубами, стоимость в 3...10 раз ниже стоимости нержавеющей труб.

МПТ изготавливаются методом экструзии из полимерных материалов (полиэтилен низкого давления) с одновременным армированием стальным сварным каркасом из проволоки, с последующим оформлением законцовок под резьбовые, муфтовые или фланцевые соединения

труб между собой. В каждой точке пересечения продольные и спиральная проволоки каркаса свариваются контактной сваркой. Законцовка под фланцевое соединение приваривается к трубе с использованием сварки.

Монтаж металлопластиковых труб осуществляется контактной сваркой полиэтиленовых законцовок с последующим усилением стальными фланцами или муфтами.

Со второй половины 1999 г. и за 2000 г. было смонтировано и введено в эксплуатацию 110,4 км металлопластиковых труб (МПП) диаметром 140 и 200 мм, из них в 1999 г. – 24,4 км. За время работы с МПП не отмечено осложнений как при монтаже, так и при эксплуатации с рабочим давлением 1...4 МПа. Это создает предпосылки к увеличению объемов использования МПП на промышленных объектах [83].

Полностью проведенный комплекс исследований надежности работы МПП позволил сделать вывод об их пригодности для транспорта газа, различных коррозионных сред, характерных для нефтяной и газовой отраслей, а также нефти и конденсата. Испытание трубных образцов на одноосное растяжение, определение предельной несущей способности образцов труб под действием внутреннего гидравлического давления и стойкости труб к постоянному внутреннему давлению подтвердили надежность выбранной технологии соединения труб.

Многослойные трубы

Многослойные трубы изготавливают в двух вариантах. Первый предполагает изготовление двухслойных спиральношовных труб на станах, аналогичных ранее описанным. Сначала изготавливают один слой, затем на него наматывают второй. Второй вариант позволяет изготавливать трубы с любым числом слоев, в этом случае каждая труба состоит из пяти многослойных и двух монолитных обечаек по концам. Многослойные трубы любой толщины стенки производят из тонколистового, дешевого металла.

Многослойные биметаллические трубы имеют основной слой из конструкционной углеродистой или низкоуглеродистой стали и плакирующий слой из коррозионной стали. От основного слоя зависит конструктивная прочность и другие механические характеристики трубопровода, а плакирующий слой, который находится в контакте с агрессивной средой, обеспечивает требуемую коррозионную стойкость трубопровода.

На рис. 5.5 представлена конструкция многослойной трубы.



Рис. 5.5. Конструкция многослойной трубы

Алюминиевые трубы

Трубы из алюминия и его сплавов обладают большей стойкостью, чем стальные, в углеводородных средах, в условиях почвенной коррозии и низких температур. Алюминиевые трубы имеют небольшую массу, достаточно высокие механические и технологические свойства. За счет гладкости стенок труб повышается производительность трубопроводов на 10...15%, так как при перекачке продуктов уменьшается трение о стенки труб, а также предотвращается отложение парафина и других примесей на их стенках.

Алюминиевые трубы рекомендуется применять:

- при надземной прокладке, когда необходима легкость конструкции (строительство воздушных переходов);
- для прокладки в труднодоступных горных условиях, в болотистой местности;
- в прибрежной полосе моря;
- при прокладке газонефтепроводов на поверхности земли в районах вечной мерзлоты и т. д.

При сооружении газонефтепроводов из алюминиевых труб сокращается объем очистных и изоляционных работ, выполняемых на трассе, так как не требуется применять изоляцию (за исключением прокладки в щелочных грунтах); облегчаются транспортирование труб и монтаж трубопроводов.

Стыковые соединения алюминиевых труб выполняют сварными с применением различных методов сварки или разъемными, например, с помощью резьбовых муфт. Сопряжение алюминиевого трубопровода со

стальным можно осуществлять на фланцах с принятием мер защиты против гальванической коррозии.

Трубы из алюминия и его сплавов можно применять для магистральных и промышленных газонефтепроводов диаметром до 300 мм.

Трубы из алюминия и его сплавов по способу изготовления делятся на бесшовные – прессованные, тянутые (т.е. изготовленные волочением и холодной прокаткой), плоскостворачиваемые, на сварные – прямошовные, спиральношовные и плоскостворачиваемые.

Стеклопластиковые трубы

Трубы из стеклопластиков применяются для газонефтепроводов, обвязки резервуаров, для транспортировки кислот, для сооружения водоводов и канализации, на нефтехимических заводах для транспортировки различных жидкостей.

Рассмотрим основные преимущества и недостатки применения труб из стеклопластиков.

Преимущества:

- *высокая коррозионная стойкость;*
- *хорошие диэлектрические свойства;*
- *низкая шероховатость (следовательно, уменьшаются потери напора);*
- *малая плотность (а значит, легкость монтажа);*
- *большая прочность (используются с давлением до 12,5 МПа);*
- *не подвержены действию блуждающих токов;*
- *обладают значительной гибкостью;*
- *низкий коэффициент линейного расширения;*
- *низкая теплопроводность;*
- *способность предотвращать отложения парафина (до полного отсутствия);*
- *огнестойкость;*
- *сокращение сроков строительства трубопроводов и снижение стоимости монтажных работ;*
- *исключение вредных для здоровья видов работ по изоляции и сварке труб;*
- *повышение экологической безопасности при строительстве;*
- *увеличение сроков службы трубопроводов;*
- *сокращение количества прорывов на нефтепроводах, соответственно снижаются потери нефти и загрязнение окружающей среды.*

Недостатки:

- чувствительны к перегрузкам, т.е. склонны к растрескиванию под действием высокого давления;
- электростатичны, т.е. способны накапливать статический заряд электричества;
- нестабильность показателей механических свойств;
- сложность обеспечения герметичности стыковых соединений;
- относительно высокая стоимость;
- ограничение рабочих параметров и диаметра трубопровода;
- не разработана технология проведения ремонтных работ;
- отсутствует экономичная научно-обоснованная технология строительства на болотах и вечномерзлых грунтах.

В зависимости от вида наполнителя и технологических свойств полимерной композиции стеклопластиковые трубы можно подразделить на следующие виды:

- трубы из стеклотекстолита – слоистого пластика с наполнителем в виде стеклянной ткани или ленты;
- трубы из стекловолокнита – прессовочной композиции с наполнителем в виде рубленного стекловолокна, ровницы и нити.
- трубы из свам-ориентированного стекловолокнистого анизотропного материала с наполнителем в виде элементарных стеклянных волокон, прядей или нитей, параллельно уложенных относительно друг друга в один или несколько слоев по толщине стенки трубы;
- трубы с наполнителем в виде предварительно формованного короткого стекловолокна или стекломатов;
- трубы с комбинированным наполнителем из стеклоленты, стеклонитей или прядей различного их ориентации по слоям стенки трубы, а также в сочетании с лентами или трубами из термопластов – бипластмассовые трубы.

Трубы последних двух видов наиболее целесообразны для газонефтепроводов.

Большой интерес представляют «надувные» трубы, производимые в США. Их поставляют в рулонах как эластичный шланг, развертывают и отверждают на месте монтажа трубопровода. Такие трубы, эксплуатирующиеся при высоких давлениях в коррозионных условиях сред, выпускают для нефтехимических заводов и нефтепромыслов. Трубы состоят из нескольких слоёв: внутреннего слоя из смолы, намотанной герметизирующей пленки из термопласта, основного слоя смолы и наружного слоя из окрашенной полиэфирной смолы.

Трубы выпускаются диаметром: 50,8; 76,2; 102,6; 152,4 мм. Трубы, например, диаметром 50,8 мм имеют толщину стенки 2 мм и могут работать при давлении 2,1 МПа и при температуре до 65 °С.

Трубы в трассовых условиях расширяются и отверждаются с использованием портативных воздухонагревателей и парогенераторов.

Коррозионностойкие гибкие трубы

Коррозионностойкие гибкие трубы, изготавливаемые из нескольких слоев с целью обеспечения гибкости, прочности и коррозионной стойкости трубы. Гибкая и большая строительная длина труб позволяет существенно снизить затраты времени и труда, изменить монтаж трубопроводов сведя его к простому выматыванию гибкой трубы с барабана.

За последние годы внедрение новых технологий в производстве труб получило в нашей стране существенное развитие в связи с осознанием тех огромных потерь, которые несет нефтегазовая промышленность из-за аварий, связанных с коррозией труб и нефтегазопромыслового оборудования. Поэтому хотелось бы надеяться на то, что в будущем эти технологии получат широкое применение при строительстве трубопроводов.

5.1.2. Применение технологии поворота промышленного трубопровода

Одним из новых ресурсосберегающих методов обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов и повышения их долговечности является профилактический поворот трубопроводов на участках, подверженных «канавочному» разрушению, позволяющий увеличить срок их эксплуатации за счет обеспечения более равномерного износа внутренней поверхности стенки труб.

Предлагаемый метод обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов с «канавочным» износом заключается в том, что на пораженном участке трубопровод поворачивают относительно его продольной оси на некоторый угол φ , зависящий от размеров канавки. В результате, имеющаяся канавка перемещается из зоны интенсивного разрушения в зону, защищенную от образования канавки. Остаточная толщина стенки трубопровода в области канавки до выполнения поворота должна быть не меньше допускаемой из условия безопасной эксплуатации трубопровода.

Поворот трубопровода осуществляется передачей крутящего момента от захватного устройства к трубопроводу за счет сил трения между ними. Для этого захватное устройство фиксируется на заданном се-

чении трубы (рис. 5.6) и обжимает его так, чтобы при его повороте с помощью силового механизма (трактор, трубоукладчик и др.) поворачивалось и сечение трубы, на которое оно установлено.

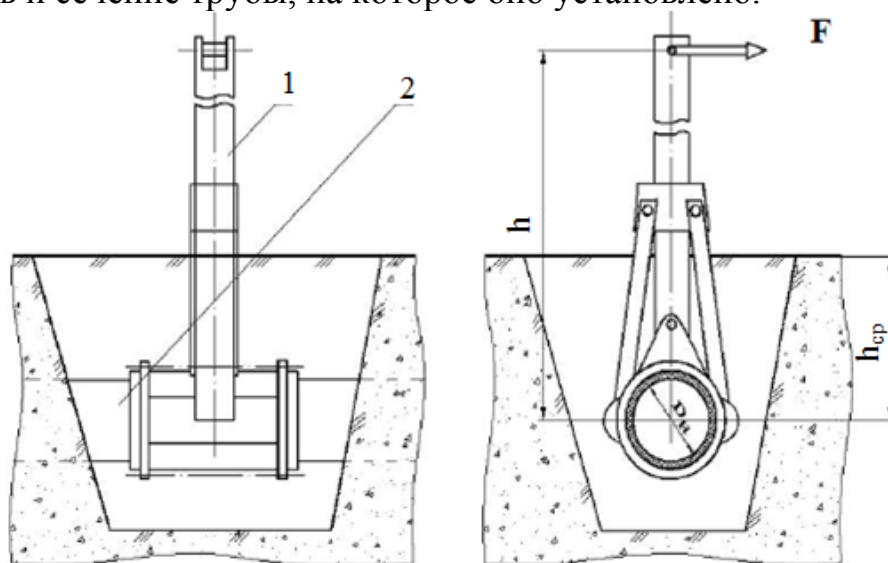


Рис. 5.6. Схема передачи крутящего момента на подземный трубопровод:
1 – захватное устройство, 2 – трубопровод

При этом участок трубопровода определенной длины повернется. Эта длина принимается за расстояние до следующего сечения l_m , где необходимо установить захватное устройство (рис. 5.7). После поворота второго сечения первое захватное устройство снимается и устанавливается на третье сечение и выполняет его поворот. Так, последовательно или одновременно, в зависимости от характеристик и длины пораженного участка трубопровода, осуществляют его поворот. Теперь имеющаяся канавка на всем пораженном участке выведена на боковую поверхность и защищена от дальнейшего интенсивного износа.

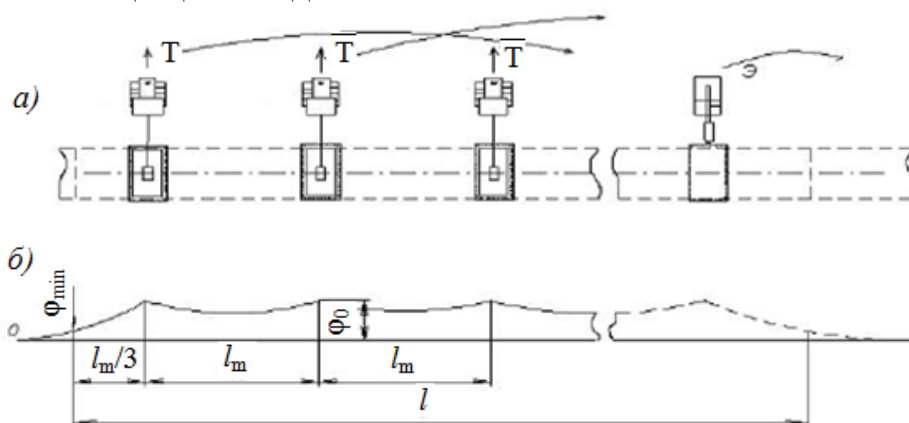


Рис.5.7. Технологическая схема поворота трубопровода без разрезки:
а) расположение поворотных механизмов, б) эпюра угла поворота

Особенностью гидравлического захватного устройства (рис. 5.8) является то, что оно универсальное для ряда диаметров, за счет сменных накладок, работает как навесное оборудование экскаватора, управление из кабины машиниста и требует наименьших трудозатрат при эксплуатации. Показано, что путем обжатия поверхности трубопровода захватное устройство развивает и безопасно передает трубопроводу необходимый для поворота крутящий момент.

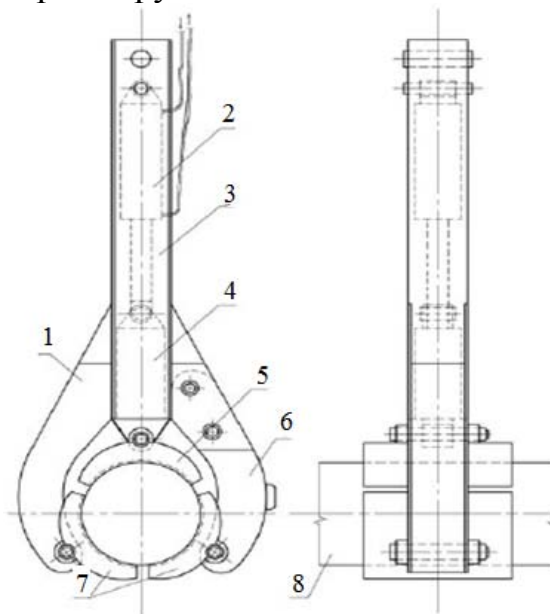


Рис. 5.8. Схема гидравлического захватного устройства: 1 – корпус, 2 – гидроцилиндр, 3 – стойка корпуса, 4 – шток направляющий, 5, 7 – фрикционные накладки съёмные, 6 – затвор замыкающий, 8 – трубопровод

Срок выполнения поворота трубопровода зависит от рабочего давления и допускаемой толщины стенки в области канавки. По предложенной методике для трубопровода 325×10 при скорости коррозии 1 мм/год и давлении 4 МПа межремонтный период составляет 6,9 лет, а при давлении 8 МПа – 4 года. Результаты расчетов по данной методике хорошо согласуются с данными о порывах труб. Общий срок безопасной эксплуатации трубопровода может быть увеличен в 2...4 раза и зависит от количества возможных поворотов трубы, определяемых шириной канавок и защитных перегородок между ними.

Технология безопасного поворота заключается в том, что поворот подземного трубопровода выполняется, не снижая его несущей способности, без разрезки, и вскрываются только места установки захватных устройств. По разработанной технологии было выполнено поворотов на 9 трубопроводах общей длиной более 60 км, подтверждено актами – 26.5 км. В настоящее время технология и технические средства поворота внедрены на нефтегазодобывающих предприятиях (АНК «НК «Баш-

нефть», АО «НК «Роснефть-Дагнефть» и др.) в качестве основного и экономически эффективного метода обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов, подверженных «канавочному» износу [84].

5.1.3. Установки магнитной обработки жидкости для промысловых трубопроводных систем

Водоводы как высокого, так и низкого давлений также подвергаются коррозии. Одним из методов снижения коррозионных повреждений водоводов является применение установки магнитной обработки жидкости.

Установка для магнитной обработки промысловой жидкости (УМЖ), перекачиваемой по промысловым трубопроводам представляет собой трубу требуемого диаметра ($D_{установки} = D_{трубопровода}$), на внутренней поверхности которой находятся постоянные магниты. Магниты располагаются вдоль трубы, образуя ряд контуров по диаметру. На распорных пластинах смонтирован магнитопровод, на котором также закреплены постоянные магниты. Внутренняя часть установки магнитной обработки жидкости покрыта антикоррозионной композицией.

Примером такой установки служит установка для магнитной обработки пластовой воды горизонта «Сеноман» Южно-Ягунского месторождения на рис. 5.9 [85].

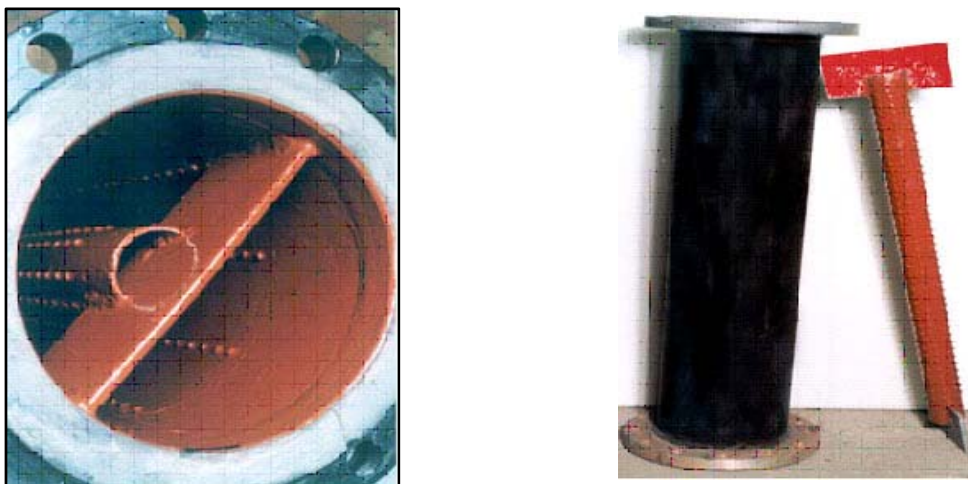


Рис. 5.9. Установка УМЖ-219 для магнитной обработки пластовой воды Южно-Ягунского месторождения

Рабочие параметры низконапорного водовода: наружный диаметр трубы 219×16 мм, длина 200 м, объем перекачиваемой воды 200 м³/час. Длина установки 0,9 м; магниты располагаются по длине установки одинаковыми полюсами (постоянное магнитное поле); на магнитопроводе магниты направлены противоположными полюсами. Таким обра-

зом, линии магнитного поля направлены перпендикулярно обрабатываемому потоку (рис. 5.10).

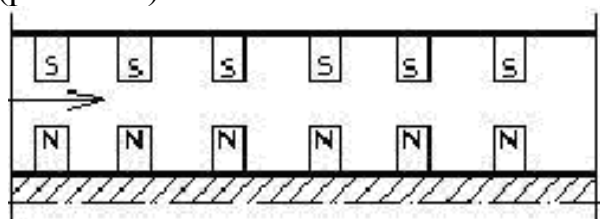


Рис. 5.10. Схема расположения магнитов установки УМЖ-219

В результате воздействия магнитного поля установки происходит снижение коррозионной активности промышленных жидкостей. Наиболее эффективно применение установки УМЖ в паре с ингибиторами.

Трубопроводные установки УМЖ используются для магнитной обработки жидкости на низконапорном водоводе ДНС-1-КНС-3 Мортымя-Тетеревского месторождения (диаметр труб 325 мм; стенка 16 мм; протяженность – 9,05 км). Эффективность магнитной обработки технологической жидкости без применения ингибитора составила 62,4 %.

В результате совместного воздействия ингибитора ХПК-002 В и магнитных установок скорость коррозии значительно снизилась, расстояние действия ингибитора коррозии ХПК-002 В, прошедшего магнитную обработку, увеличилось. Защитный эффект в среднем составил 80,8 % [85].

5.1.4. Применение ингибиторов коррозии

Согласно стандарту ISO 8044-1986 *ингибиторами коррозии* (ИК) называют химические соединения, которые, присутствуя в коррозионной системе в достаточной концентрации, уменьшают скорость коррозии без значительного изменения концентрации любого коррозионного реагента. Ингибиторами коррозии могут быть и композиции химических соединений. Содержание ингибиторов в коррозионной среде должно быть небольшим.

Эффективность ингибиторов коррозии оценивается степенью защиты Z (в %) и коэффициентом торможения γ (ингибиторный эффект) и определяется по формулам (5.1 и 5.2):

$$Z = \frac{K_1 - K_2}{K_1} \cdot 100 = \frac{i_1 - i_2}{i_1} \cdot 100 \quad (5.1)$$

где K_1, K_2 – скорость растворения металла в среде без ингибитора и с ингибитором соответственно, $[\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})]$;

i_1, i_2 – плотность тока коррозии металла в среде без ингибитора и с ингибитором коррозии соответственно, $[\text{А}/\text{см}^2]$.

При полной защите коэффициент Z равен 100 %.

Коэффициент торможения показывает во сколько раз уменьшается скорость коррозии в результате действия ингибитора:

$$\gamma = \frac{K_1}{K_2} = \frac{i_1}{i_2} \quad (5.2)$$

Ингибиторы коррозии подразделяются [86]:

- по механизму своего действия – на катодные, анодные и смешанные;
- по химической природе – на неорганические, органические и летучие;
- по сфере своего влияния – в кислой, щелочной и нейтральной среде.

Действие ингибиторов коррозии обусловлено изменением состояния поверхности металла вследствие адсорбции ингибитора или образования с катионами металла труднорастворимых соединений. Защитные слои, создаваемые ингибиторами коррозии, всегда тоньше наносимых покрытий. Ингибиторы коррозии могут действовать двумя путями: уменьшать площадь активной поверхности или изменять энергию активации коррозионного процесса.

Катодные и анодные ингибиторы замедляют соответствующие электродные реакции, смешанные ингибиторы изменяют скорость обеих реакций. Адсорбция и формирование на металле защитных слоев обусловлены зарядом частиц ингибитора и способностью образовывать с поверхностью химические связи.

Катодные ингибиторы коррозии замедляют катодные реакции или активное растворение металла. Для предотвращения локальной коррозии более эффективны анионные ингибиторы. Часто для лучшей защиты металлов от коррозии используют композиции ингибиторов с различными добавками.

При этом может наблюдаться [86]:

- аддитивное действие, когда ингибирующий эффект отдельных составляющих смеси суммируется;
- антагонизм, когда присутствие одного из компонентов ослабляет ингибирующее действие другого компонента;
- синергизм, когда компоненты композиции усиливают ингибирующее действие друг друга.

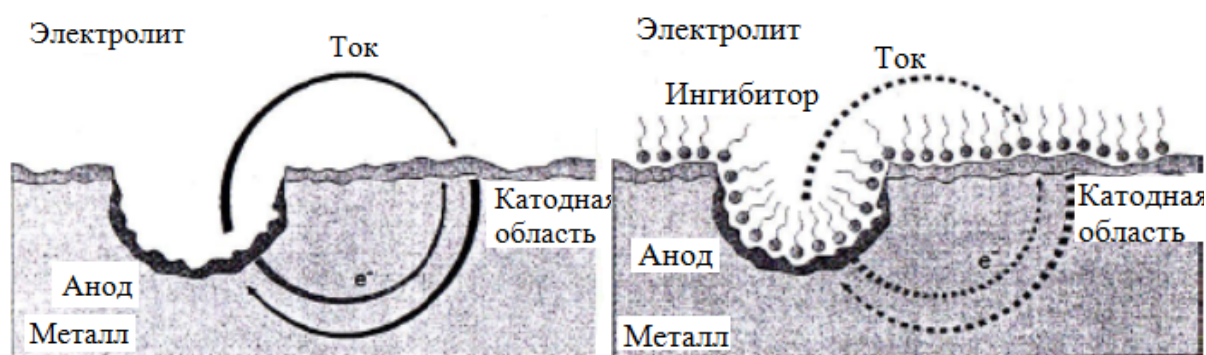
Неорганические ингибиторы коррозии. Способностью замедлять коррозию металлов в агрессивных средах обладают многие неорганические вещества. Ингибирующее действие этих соединений обуславливается присутствием в них катионов (Ca^{2+} , Zn^{2+} , Ni^{2+} , As^{3+} , Bi^{3+} , Sb^{3+}) или анионов (CrO_4^{2-} , $Cr_2O_7^{2-}$, NO_2^- , SiO_3^{2-} , PO_4^{3-}).

Органические ингибиторы коррозии. Многие органические соединения способны замедлить коррозию металла. Органические соединения – это ингибиторы смешанного действия, т.е. они воздействуют на

скорость как катодной, так и анодной реакций. Органические ингибиторы коррозии адсорбируются только на поверхности металла. Продукты коррозии их не адсорбируют. Поэтому эти ингибиторы применяют при кислотном травлении металлов для очистки последних от ржавчины, окалины, накипи. Органическими ингибиторами коррозии чаще всего бывают алифатические и ароматические соединения, имеющие в своем составе атомы азота, серы и кислорода.

Ингибиторная защита промышленных трубопроводов, транспортирующих коррозионно-агрессивные газожидкостные смеси является важнейшим средством противодействия коррозии.

На рис. 5.11 представлен пример предотвращения язвенной коррозии путем образования пленки ингибитора.



а) Процесс развития язвенной коррозии на поверхности стального изделия

б) Подавление язвенной коррозии в результате адсорбции на металлической поверхности ингибитора коррозии

Рис. 5.11. Сущность действия ингибиторной защиты

В качестве ингибитора коррозии на объектах нефтегазодобычи часто используются различные азотосодержащие вещества, как, например, амины, амиды, имидазолины, пиридины, четвертичные основания и др.

Несмотря на широкое распространение, длительный период и накопленный опыт практической реализации ингибиторная защита трубопроводов далеко не всегда бывает оптимальной в плане защиты, так и экономической эффективности. В этой связи на практике всегда имеется возможность для ее совершенствования и достижения более высоких показателей.

Авторами [87] предложен методический подход к оптимизации ингибиторной защиты трубопроводов по трем направлениям:

- *исключение и минимизация ингибирования трубопроводов, не нуждающихся в обязательной защите;*

- *целенаправленной применение ингибиторов с различной растворимостью (диспергируемостью) и распределением между фазами воды и углеводорода для обработки трубопроводов, транспортирующих обводненные углеводородные среды;*
- *выбор наиболее эффективных ингибиторов коррозии для конкретных условий применения на основе критерия «цена-качество».*

Примером применяемых ингибиторов коррозии являются ингибиторы «АЗОЛ С1–130» и «СОЮЗ ВР 2000». Средняя рабочая дозировка составляет 25 грамм на кубический метр перекачиваемой жидкости [67]. Данные виды ингибиторов нашли широкое применение в ведущих нефтегазодобывающих компаниях России, таких как ООО «НК Роснефть».

На сегодняшний день наблюдается стабильная динамика увеличения протяженности ингибируемых трубопроводов добывающих компаний Российской Федерации, например в ООО «Роснефть-Пурнефтегаз»:

- *в 2005 году – 80 км трубопроводов;*
- *в 2006 году – 101 км трубопроводов;*
- *в 2007 году – 170 км трубопроводов;*
- *в 2008 году – 190 км трубопроводов.*

5.2. Предотвращения парафинообразований

В качестве мер по предотвращению парафинообразовани применяются:

- *ингибитора предотвращения парафинообразований;*
- *технологический метод борьбы с отложениями парафина;*
- *микробиологический метод;*
- *тепловой метод;*
- *магнитный метод;*
- *внутритрубная очистка;*
- *пробковая подача ингибитора.*

5.2.1. Применение ингибитора предотвращения парафинообразований

Помимо предотвращения коррозионных образований ингибитора также применяются в качестве предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений.

Ингибиторная защита отличается технологической эффективностью, во многом не зависящей от геолого-физических, гидродинамических и термодинамических условий добычи нефти (при подаче ингибитора до начала кристаллизации парафина).

Химические соединения и химреагенты, используемые в качестве

ингибиторов парафиноотложений, по механизму действия можно разделить на группы:

- *адгезионного (смачивающего, гидрофилизующего, покрывающего) действия;*
- *модифицирующего (депрессорного) действия;*
- *моющего (комплексного, многофазного детергентного действия).*

Механизм действия ингибиторов адсорбционного действия заключается в гидрофизации металлической поверхности нефтепромыслового оборудования (труб) полимерным высокомолекулярным полярным адсорбционным слоем. Этот слой является как бы смазкой для слабополярной парафиносодержащей нефтяной фазы, обеспечивающей сокращение отложений на поверхности оборудования.

Ингибиторы модифицирующего действия изменяют кристаллическую структуру парафинов в момент возникновения твердой фазы. В результате образуются дендритные недоразвитые кристаллы парафина, структурно несоединенные друг с другом.

Действие ингибиторов моющего типа заключается в следующем:

- *ингибитор растворяется в нефти непосредственно или через контакт фаз вода-ингибитор-нефть;*
- *алкановые блоки ПАВ внедряются в парафиноотложения в момент фазового перехода в твердое состояние и сокращают кристаллизацию с ними;*
- *гидрофильные блоки концентрируются на поверхности раздела фаз в воде, стенках оборудования;*
- *гидрофобные блоки концентрируются на поверхности раздела фаз в нефти;*
- *полярные анионные и катионные группы ПАВ воздействуют на зарождение, рост кристаллов и величину частиц дисперсии асфальтосмолопарафиновых отложений;*
- *ингибиторы прочно адсорбируются на металле и легко смываются потоком пластовой воды или нефти;*
- *двигаясь с потоком продукции скважин, ингибиторы поддерживают парафиноотложения в мелкодисперсном состоянии, обеспечивая отрыв зародышей кристаллов со стенок нефтепромыслового оборудования.*

Действие детергентов-удалителей парафиноотложений заключается в следующем. При температуре плавления асфальтосмолопарафиновых отложений (50...80 °С) ПАВ способствует отмыву, диспергированию, а также предотвращает повторное отложение парафина при охлаждении нефтяного потока.

В основе технологии применения ингибиторов адсорбционного

действия лежит периодическая обработка нефтепромыслового оборудования водным раствором реагента с последующим осаждением его на трубах в течение определенного времени.

Технология имеет ряд недостатков: периодические остановки (простой скважин), смыв слоя со стенок водонефтяным потоком, ограничение эффективной защиты участком обработки, загрязнение оборудования реагентом.

Технология применения ингибиторов модифицирующего действия основана на понижении температуры застывания и улучшении реологических свойств нефти. Процесс осуществляется при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина.

Технология использования ингибиторов моющего действия предусматривает диспергирование и отмыв зародышей кристаллов, образующихся как в объеме, так и на стенках оборудования при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина.

В качестве примера можно привести ингибитор СНПХ-7801 предназначен для предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах при добыче и транспортировке нефтей асфальтосмолистого типа. Водный раствор реагента может применяться для удаления парафиноотложений при промывке нефтепромыслового оборудования. СНПХ-7801 выпускается в 3-х модификациях: СНПХ-7801А, СНПХ-7801В (зимние формы), СНПХ-7801Б (летняя форма).

На сегодняшний день ведущими научно-исследовательскими организациями разрабатываются ингибиторы, способные влиять как на процесс формирования коррозионных образований, так и на процесс роста АСПО. Такая разновидность ингибитора позволит в комплексе повысить надежность эксплуатации ПТ.

5.2.2. Технологический метод борьбы с отложениями парафина

Технологический метод заключается в футеровке внутренней поверхности трубы (нанесение покрытий из стекла, эмали, эпоксидной смолы, полиэтилена и т.п.). Действие защитных покрытий обуславливают слабую сцепляемость с поверхности трубы с парафином. Футеровка позволяет не только бороться с отложениями парафина, но и коррозией. Для предотвращения отложений, условием эффективности метода является оптимальная линейная скорость жидкости (воды с нефтью) относительно футерованной поверхности, достаточная для отрыва и уноса рыхлых отложений. Рыхлые отложения образуются в случаях, когда

смачиваемость водой поверхности материала покрытия лучше смачиваемости нефтью. По степени возрастания смачиваемости водой (по гидрофильности) материалы располагаются в следующий ряд: сталь (гидрофобна), полиэтилен (инертен), эпоксидная смола (малая гидрофильность), эмаль и стекло (хорошая гидрофильность), то есть наиболее рыхлые и менее прочные отложения образуются на поверхности стекла.

Существует ряд эффективных покрытий внутренней поверхности трубопровода, которые обеспечивают слабую сцепляемость парафиновых отложений с поверхностью трубопровода. Приведем ряд примеров таких покрытий:

1. **Силикатно-эмалевое покрытие** труб и соединительных деталей трубопроводов обеспечивает их высокую химическую, коррозионную и термическую стойкость. К тому же эмалевое покрытие износостойчиво, имеет отличные гладкостные характеристики с применением внутренних силикатно-эмалевых покрытий, повышает производительность трубопровода, на стенках труб не скапливаются асфальто-смолистые и парафиновые отложения, что позволяет длительное время не снижать пропускную способность труб.

Экспериментальными исследованиями ученых РГУНГ им. Губкина установлено, что при использовании внутреннего эмалевого покрытия гидравлическое сопротивление и потери давления по сравнению с трубой без покрытия уменьшаются в 1,5 раза. Это позволяет уменьшить диаметр трубопроводов и снизить их металлоемкость в 1,2 раза. Толщина покрытия находится в пределах 180...500 микрон. Силикатная эмаль – затвердевшая, преимущественно стеклообразная, из оксидов, неорганическая масса, основой которой является кремнезем. Эта эмаль наплавляется на металлическую поверхность. Для формирования структуры силикатно-эмалевых покрытий используется индукционный нагрев, который обеспечивает весьма высокую адгезивную прочность покрытия с поверхностью металла. Эмаль защищает трубы при температурах -50...350 °С и служит около 50 лет [88].

Все технологические операции - от подготовки поверхности трубы к нанесению покрытия до выдачи готовой продукции - полностью механизированы. Высокая производительность линии процесса обусловлена использованием проходных индукторов нагрева в процессе обжига трубы, поступающей на эмалирование, применение герметичных дробеструйных камер, обеспечивающих одновременную обработку наружной и внутренней поверхности трубы и их обеспыливание, применение устройства для одновременного нанесения и сушки эмалевого шликера, а также индукционного обжига эмали на внешней и внутренней поверхностях труб. Применение этого покрытия позволяет:

- *увеличить срок службы трубопроводов не менее чем до 50 лет;*
- *увеличить пропускную способность труб более чем в 1,5 раза;*
- *обеспечить высокую чистоту транспортируемого продукта;*
- *предотвратить абразивный износ и отложение на стенках труб асфальтосмолистых соединений и парафина;*
- *повысить надежность трубопровода в эксплуатации, особенно в условиях воздействия различных коррозионно-агрессивных сред.*

2. Покрытие на основе эпоксидно-фенольной смолы предназначено для нанесения на внутреннюю поверхность напорных нефтепроводов, транспортирующих нефть.



Рис. 5.12. Трубы с покрытием на основе эпоксидно-фенольной смолы

Таблица 5.2

Технические характеристики

№ n/n	Наименование	Величина
1.	Длина труб, мм	до 11000
2.	Диаметр труб, мм	89-426
3.	Температура перекачиваемой среды, °С (лимитируется характеристиками полимеров)	Не более 80
4.	Срок службы, лет	Не менее 10

Преимущества:

- *Высокая антикоррозионная стойкость покрытия к воздействию агрессивных сред.*
- *Быстрый ввод трубопровода в эксплуатацию. В трубах исключено наличие окалины и ржавчины, имеющих место в трубах без покрытия, которые с трудом поддаются удалению, забивающие коммуникации и загрязняющие транспортируемые продукты.*
- *Увеличение пропускной способности трубопроводов. При одинаковой величине напора пропускная способность трубопроводов с покрытием увеличивается на 5...10 % по сравнению с трубопроводами без покрытия. Экономические расчеты показывают, что рост*

производительности трубопровода уже на 1 % оправдывает расходы на нанесение внутреннего покрытия.

- *Упрощение эксплуатации. Опыт показал, что трубопроводы с покрытиями необходимо реже прочищать от ила. В случае перекачивания нефти значительно уменьшается отложение парафинов (сцепление парафина с покрытием в 400 раз ниже сцепления с металлом трубы).*
- *Отличная защита при хранении. Трубы с покрытиями защищены от коррозионного воздействия атмосферы на стадиях транспортировки, хранения и монтажа без каких либо дополнительных мероприятий (консервационных покрытий, смазки и т.п.).*

3. Эпоксидное покрытие. Существующая в мире тенденция на преимущественное применение для внутренней защиты труб нефтяного сортамента эпоксидных покрытий, имеет место и в нашей стране. Покрытия на основе эпоксидных материалов обеспечивают целый ряд необходимых свойств, таких как твердость, гибкость, водостойкость, стойкость к образованию газовых пузырей, минимальный прогар в районе сварного шва.

Эпоксидные покрытия (рис. 5.13) надежно защищают внутреннюю поверхность трубопроводов от абразивного износа и агрессивных сред, предотвращают отложение парафинов и солей, а также являются технологичными и недорогими в связи с невысокой (350...500 мкм) толщиной защитного слоя.



Рис. 5.13. Эпоксидное покрытие труб

5.2.3. Микробиологический метод борьбы с отложениями парафина

Микробиологический метод предупреждения и удаления отложений основан на механическом разрушении микробами кристаллического каркаса из парафинов в отложениях (биodeградация) и образовании продуктов жизнедеятельности микробов, обладающих свойствами ПАВ. Это способствует разрушению отложений и их выносу потоком жидко-

сти. Однако для нормальной жизнедеятельности микробам требуются специфические условия (питательная среда на пресной воде и наличие кислорода), которые сильно ограничивают использование этого метода.

В качестве микробов могут выступать аэробные углеводородокисляющие бактерии, окисляющие и переводящие в подвижное состояние парафиновые углеводороды нефти. В результате жизнедеятельности углеводородокисляющих микроорганизмов образуются вещества, обладающие комплексными – разрушающими, отмывающими, ингибирующими ПО-свойствами.

В основном данный метод довольно часто используется как у нас в России, так и за рубежом для предупреждения и удаления парафиновых отложений в скважине для повышения нефтеотдачи месторождения.

5.2.4. Тепловой метод борьбы с отложениями парафина

Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при температурах выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений. В настоящее время используют технологии с применением:

- *горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;*
- *острого пара;*
- *электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей);*
- *электроды;*
- *реагенты, при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции.*

Наибольшее распространение на промыслах получил способ сплавления парафина с внутренней поверхности промысловых труб водяным паром, получаемым от передвижной паровой установки типа ППУА-1600/100, или от стационарной теплосиловой установки. Паровая передвижная установка ППУА-1600/100 смонтирована на шасси автомобиля КРАЗ-250Б1, имеет максимальную производительность по пару – 1600 кг/ч, максимальная температура пара – 310 °С, максимальное давление пара – 10 МПа. Полная масса установки – 21000 кг. Установка предназначена в основном для депарафинизации промысловых нефтепроводов, обогрева замороженных участков наземных коммуникаций, а также для очистки от парафина внутренних поверхностей насосно-компрессорных труб, извлеченных из скважин. Способ достаточно простой и надежный, однако малопроизводителен, так как обрабатывается паром, как правило, поочередно каждая труба. Кроме того, не всегда возможно и целесообразно применять для этой цели такую доро-

гостящую многоцелевую установку, как ППУА-1600/100. Также был предложен новый способ ликвидации парафиновых пробок в нефтепроводах с помощью передвижного источника электромагнитного излучения – «электромагнитного крота». «Электромагнитный крот» устраняет пробку путем ее расплавления вследствие выделения тепла при поглощении интенсивной магнитной волны. Для эффективного проплавления диэлектрической пробки источник электромагнитного излучения перемещается вдоль трубы по мере перемещения поверхности раздела твердой и жидкой фаз.

5.2.5. Магнитный метод

Применение постоянных магнитов основано на активации потока жидкости, при которой происходит образование временных доменов (магнетиков молекулярного размера) на поверхности твердых углеводородов нефти (парафинов), а также на поверхности кристаллов солей, песка и ржавчины, всегда присутствующих в объеме нефти. Хаотичное расположение доменов препятствует образованию рыхлых, легко смываемых потоком отложений. Эффективность магнитной обработки обусловлена оптимальной скоростью движения жидкости между полюсами постоянного магнита, которая указывается в технических условиях. Отклонение скорости движения жидкости от рекомендуемых значений приводит к снижению эффективности магнитов. Использование данного метода для предотвращения парафиновых отложений началось в пятидесятые годы прошлого столетия, но из-за малой эффективности широкого распространения не получило. Однако в последнее время интерес к использованию магнитного поля для воздействия на парафиновые отложения значительно возрос, что связано с появлением высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных материалов.

Так как в последнее время интерес к данному методу значительно возрос и он все чаще стал применяться для обработки нефти, предотвращения и удаления парафиновых отложений, то необходимо разобрать данный метод более подробно.

5.2.6. Внутритрубная очистка

Очистка полости трубопровода – это технологическая операция, которая выполняется в процессе сооружения трубопровода и обеспечивает на всем протяжении объекта [6]:

- *установленное проектом полное расчетное проходное сечение;*
- *заполнение объекта транспортируемой средой без изменения ее физико-химических свойств;*

- *беспрепятственный пропуск по трубопроводу очистных, разделительных или других специальных устройств в процессе эксплуатации.*

Существуют следующие виды очистки:

- *периодическая – для удаления парафиновых отложений, скоплений воды и газа с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепроводов и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;*
- *целевая – для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов;*
- *преддиагностическая – для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода в соответствии с техническими характеристиками внутритрубных инспекционных приборов.*

Процесс очистки внутренней полости промысловых трубопроводов производится с целью восстановления их пропускной способности путем удаления парафина, песка, водяных и газовых скоплений и различных механических примесей, а также с целью снижения скорости коррозии труб за счет удаления скопления воды и механических примесей.

Узлы запуска и приема очистных устройств должны предусматриваться на трубопроводах диаметром 200 мм и более.

Выбор метода очистки (механический, химический, термический, комбинированный) и оснащения участка трубопровода комплексом оборудования для очистки его внутренней полости подтверждается технико-экономическим расчетом.

Очистка телескопических трубопроводов может производиться термическим или химическим (в том числе гелями) способами, а также скребками для труб переменного диаметра.

Участки трубопровода, подвергающиеся механическим методам очистки, должны удовлетворять следующим требованиям [90]:

- *участок трубопровода должен быть сварен из труб одного диаметра с учетом возможности пропуска очистного устройства на всем его протяжении;*
- *величины овальности труб, вмятин и гофр должны находиться в допустимых пределах;*
- *участок не должен иметь подкладных колец, устройств, выступающих во внутреннюю полость трубопровода;*
- *радиусы кривых вставок на участке должны быть не менее пяти диаметров трубопровода;*

- *участок трубопровода должен быть оснащен полнопроходной запорной арматурой;*
- *участок должен выдерживать нагрузки от пропуска очистных устройств.*

Комплекс оборудования для очистки полости трубопровода должен обеспечивать выполнение всех необходимых технологических операций, включающих пуск и прием очистного устройства, контроль за прохождением его по участку, сбор и утилизацию выносимых из трубопровода загрязнений.

Комплекс оборудования должен содержать: камеры пуска и приема очистного устройства; оборудование для запасовки в камеру пуска и извлечения из камеры приема очистного устройства; технологическую обвязку камер пуска и приема с запорной арматурой; средства контроля и сигнализации за прохождением очистного устройства; сооружения для сбора и утилизации выносимых из полости трубопровода загрязнений [90].

Камеры пуска и приема очистного устройства устанавливаются на фундаментах для обеспечения их несмещаемости в процессе эксплуатации. Они должны быть рассчитаны на нагрузки от пропуска очистных устройств и осевые усилия от температурного перепада и внутреннего давления. При необходимости камеры пуска очистных устройств должны быть конструктивно защищены от осевых усилий, обусловленных воздействием примыкающих к ним подземных трубопроводов. Герметизацию камер следует обеспечивать по I классу герметичности.

На рис. 5.14 приведена технологическая схема камеры пуска-приема очистных устройств. Конструктивно эти камеры идентичны. Процессы приема и запуска очистного устройства в трубопровод осуществляются в строго заданной последовательности. Очистное устройство предварительно помещают в камеру запуска таким образом, чтобы передняя манжета вошла в часть камеры с номинальным диаметром, при этом задвижка V1 открыта; остальные задвижки закрыты. Далее открывают задвижки вантузов T1 и T2 и медленно заполняют камеру запуска продуктом через задвижку V3. Закрывают задвижки V3, T1 и T2. Выравнивают давления между магистралью и камерой запуска, с помощью задвижки V3 и закрывают её. Полностью открывают задвижку V2. Полностью открывают задвижку V3 и закрывают V1. Как только снаряд пройдет через сигнализатор, открывают задвижку V1 и закрывают V2 и V3, тем самым, изолируя камеру.

Таким же образом, но в обратной последовательности извлекают продукты очистки и снаряд на камере приема очистного устройства.

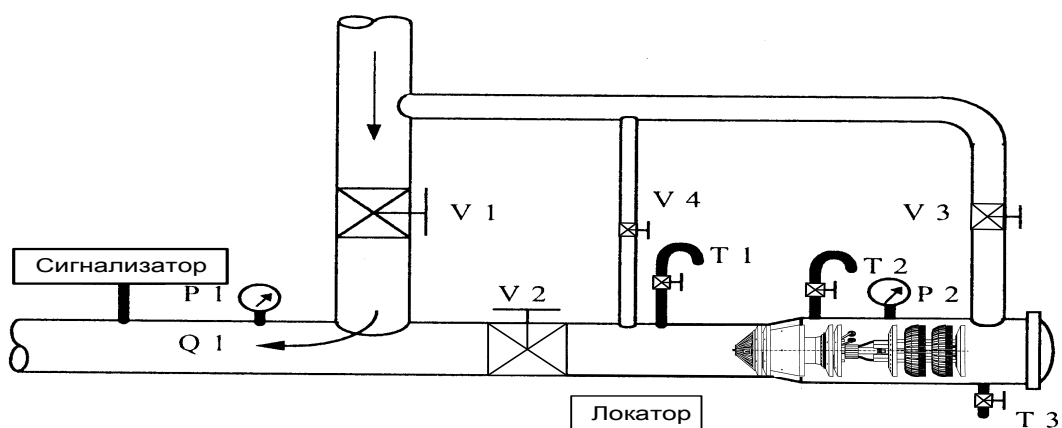


Рис. 5.14 Схема камеры запуска очистного устройства

На рис. 5.15 приведены камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КПП СОД).



Рис. 5.15 Камера запуска очистного устройства

Сооружения для сбора и утилизации выносимых из трубопровода загрязнений (парафина, песка, воды, конденсата и т.д.) должны быть

рассчитаны на максимально возможный объем загрязнений. Площадки размещения сооружений для сбора и утилизации выносимых из трубопровода загрязнений должны иметь ограждения и находиться на безопасном расстоянии от пожароопасных объектов [90].

Средства контроля и сигнализации должны обеспечивать возможность определения местонахождения очистного устройства по длине очищаемого участка. Очистное устройство должно быть оборудовано сигнальным устройством для определения его местонахождения [90].

Система управления комплексом очистного оборудования должна предусматривать возможность дистанционного (со щита диспетчера) и местного (с площадок пуска и приема) управления процессом пуска и приема очистного устройства [6].

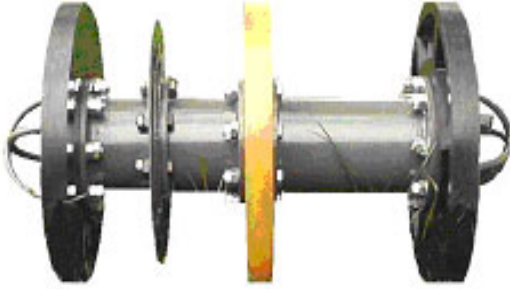

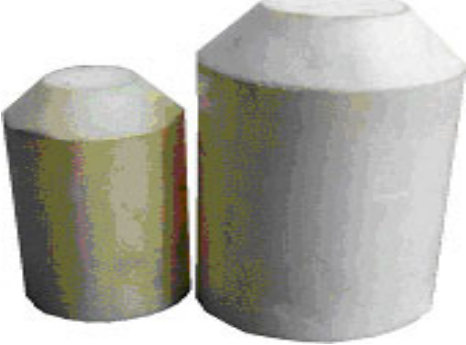
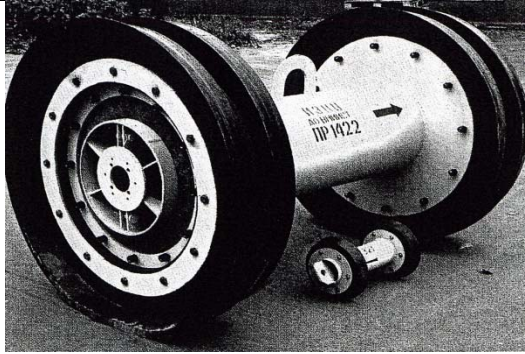
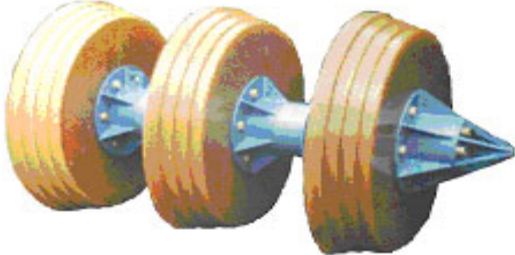

Качество очистки существенно влияет на пропускную способность трубопроводов и продолжительность их безаварийной работы. От качества очистки зависит также состояние транспортируемого продукта, так как загрязнения и вода изменяют его физико-химические свойства. Загрязнения, перемещающиеся в потоке нефти и газа, могут явиться причиной выхода из строя линейной арматуры, насосов, компрессоров и другого оборудования. Скопление воды в пониженных участках газопроводов способствует образованию гидратных пробок. Особенно опасна вода в магистральных, предназначенных для транспортировки сернистого газа или газа с отрицательной температурой. В этих случаях возможно образование сернистых соединений высокой коррозионной способности и ледяных пробок. Высокое качество очистки необходимо также для проведения периодического пропуска разделительных поршней, устройств для диагностики состояния и ремонта действующего трубопровода без остановки перекачки по нему продукта.

Пропуск очистного устройства допускается при скоростях потока выше 0,1 м/с. Наилучшие условия очистки обеспечиваются при скоростях 1...3 м/с для нефтепроводов и 4...7 м/с – для газопроводов [6].

В настоящее время имеются различные конструктивные решения очистных поршней, поршней-разделителей и поршней комбинированного типа. Очистные поршни состоят из следующих основных частей: корпуса, уплотнительных элементов и металлических щеток. Корпуса, как правило, выполняют из труб, заглушённых переборкой в передней части

В табл. 5.3 представлены некоторые виды очистных устройств.

Некоторые виды очистных устройств

 <p>а) Очистное устройство с перетоком через сопла (ОУ-П);</p>	 <p>г) Скребок очистной СКР 3</p>
 <p>б) Поршни поролоновые (ОУ-ПОР);</p>	 <p>д) Поршень разделитель (ПР);</p>
 <p>в) Скребок с полиуретановыми ступенчатыми манжетами (ОУ-ПС);</p>	 <p>е) Очистные устройства много-манжетные (ОУ-ММ);</p>

Определение оптимальной периодичности очистки

Периодическая очистка увеличивает затраты на обслуживание трубопроводов и сокращает затраты электроэнергии на транспорт нефти. При плановой производительности трубопровода, оптимальной периодичности пропуска очистных устройств будет соответствовать минимум суммы затрат на очистку труб и на транспорт нефти S_0 :

$$S_0 = A_E C_E + n C_0 \quad (5.3)$$

где A_E – годовые затраты электроэнергии на транспорт нефти, кВт час;
 C_E – стоимость электроэнергии, руб/(кВт час);
 C_0 – стоимость одной очистки, руб;
 n – количество очисток в году.

Годовой расход электроэнергии во многом зависит от оптимальности регулирования работы трубопроводов. Максимальный эффект от очистки может быть получен при регулировании отключением насосов, переключением насосов с различными диаметрами рабочих колес и при работе с переменной производительностью. После очистки трубопровод будет иметь максимальную пропускную способность, превышающую плановую производительность.

5.2.7. Пробковая подача ингибитора

Ранее рассматривались ингибиторы коррозии, как один из методов повышения эксплуатационной надежности промышленных трубопроводов. У данного метода есть недостаток: при ингибировании трубопроводов уже с продуктами парафинистых отложений и механическими примесями, ингибитор тонкой пленкой ложится на слой отложений, не препятствуя возникновению коррозионных поражений (Рис. 5.16). В результате чего беспрепятственно происходит образование коррозионного разрушения.



Рис. 5.16. Распределение ингибитора в сечении трубопровода

Поэтому действие ингибитора коррозии наиболее эффективно после проведения внутритрубной очистки промышленного трубопровода. На сегодняшний день известна технология пробковой подачи ингибитора (комплексное применение внутритрубной очистки и ингибирования), которая является наиболее перспективным методом повышения эксплуатационной надежности промышленных трубопроводов.

Принципиальная схема пробковой подачи ингибитора представлена на рис. 5.17.

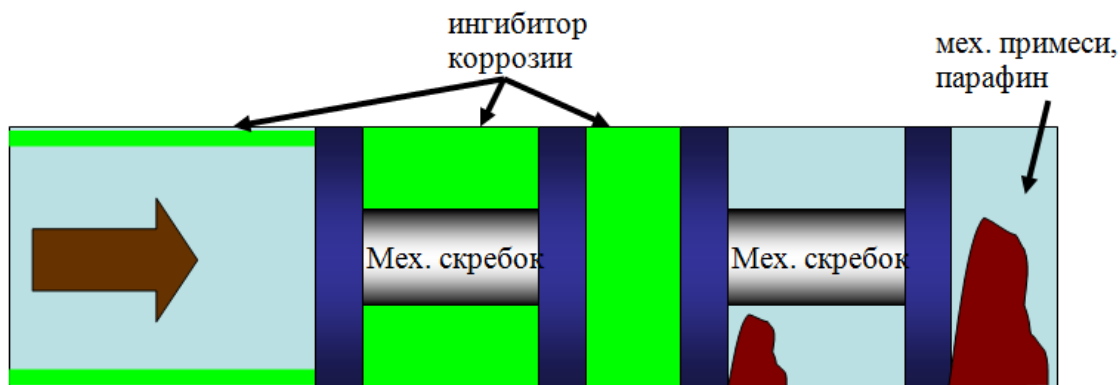


Рис. 5.17. Принципиальная схема пробковой технологии подачи ингибитора

Метод пробковой подачи ингибитора заключается в следующем: одновременно с очистным устройством, между двумя поршнями, из стационарно-установленной емкости закачивается реагент, а затем вся система подается в трубопровод. При этом, за счет поперечных пазов заднего поршня, ингибитор уходит из пачки, осаждаясь на внутреннюю полость трубы. При такой технологии, как считают, достигается защита 100 % внутренней поверхности и минимальный расход [82].

Проведение периодической внутритрубной очистки промышленных трубопроводов в комплексе с ингибированием (пробковая подача ингибитора) позволяет добиться целого ряда положительных моментов, направленных на безаварийную эксплуатацию промышленных трубопроводов организации [82]:

- *снижение скорости коррозии до 6...8 раз, за счет исключения возникновения коррозионного процесса, путем извлечения отложений со стенок трубопровода;*
- *совышение коэффициента распределения ингибитора (экономия ингибитора до 2-х раз);*
- *увеличение пропускной способности трубопровода, т.е. снижение затрат на перекачку;*
- *улучшение гидродинамического режима;*
- *величение эксплуатационного ресурса трубопровода;*
- *возможность проведения внутритрубной диагностики трубопроводов.*

5.3. Борьба с гидратообразованиями

В качестве мер по предотвращению гидратообразований применяются:

- *подогрев газа с помощью подогревателей газа (общий и местный);*

- ввод метанола в газопроводные коммуникации при образовании гидратных пробок;
- осушка газа;
- снижение давления.

5.3.1. Подогрев газа

Узел подогрева газа должен обеспечивать температуру газа на выходе из ГРС не ниже $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ (на пучнистых грунтах не ниже $0\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Применяют подогреватели газа двух типов – прямого действия (огневые) и с промежуточным теплоносителем (водяные). *Огневой подогреватель* (рис. 5.18) состоит из корпуса (основания, боковых и торцевых стенок, крышки), огневой камеры, внутри которой находится змеевик, горелки, запальника, дымовой трубы, блока автоматики и регулирования. Пламя горелки направляется на стенки огневой камеры. Те, в свою очередь, раскалившись, излучают тепло и нагревают змеевик, по которому течёт газ. Часть змеевика, расположенная в верхней части огневой камеры, нагревается теплом отходящих газов. Все огневые подогреватели одинаковы по конструкции, отличаются только техническими данными [91].

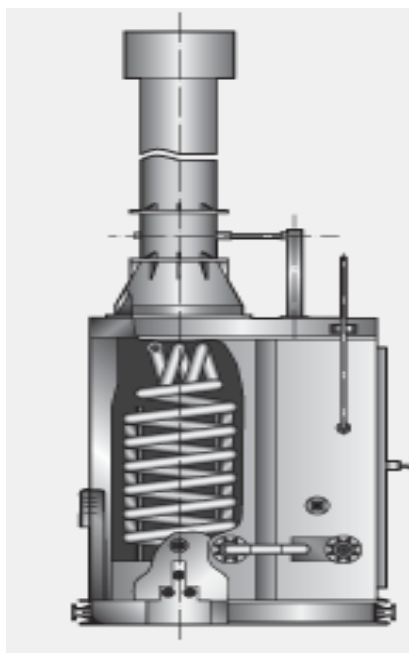


Рис. 5.18 Подогреватель газа огневой

Особенностью водяных подогревателей является наличие промежуточного теплоносителя (вода, диэтиленгликоль либо их смесь в разных пропорциях). Пламя горелки распространяется в цилиндрической жаровой трубе в нижней части подогревателя. Горячие продукты горения из жаровой трубы поступают в пучок дымогарных труб, а затем в

дымовую трубу. Дымогарные трубы нагревают воду. Для увеличения теплоотдачи применяют их оребрение. Нагреваемый газ проходит через трубный пучок, образованный U-образными трубами, в верхней части нагревателя. Трубный пучок также находится в воде, нагретой дымогарными трубами. Таким образом, реализуется теплопередача в два этапа: пламя горелки → вода, вода → газ.

На рис. 5.19 показаны водяные подогреватели марок ПГ-10 и ПТПГ-30.

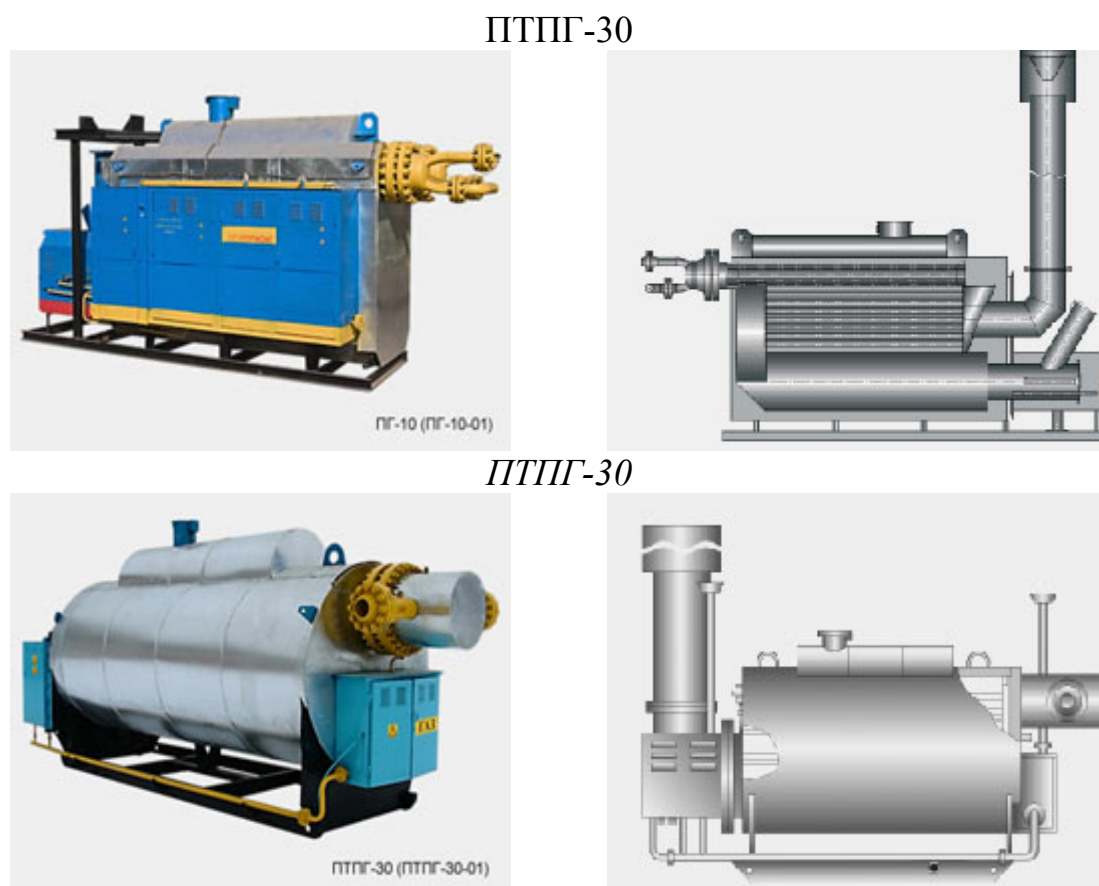


Рис. 5.19. Подогреватели ПГ-10 и ПТПГ-30

5.3.2. Добавление метанола

Метанол (метилловый спирт, древесный спирт, карбанол) – бесцветная прозрачная жидкость, по запаху и вкусу близка к винному (этиловому) спирту. Плотность метанола – 0.791 г/см^3 , температура кипения – $64.7 \text{ }^\circ\text{C}$, пределы воспламенения паров в воздухе $6.7...36.5 \text{ \%}$ (по объему), ПДК в воздухе рабочей зоны (санитарная) – 5 мг/м^3 . С водой смешивается во всех отношениях [91].

Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы. В организм человека может проникнуть через дыхательные пути и даже через не поврежденную кожу. Приём 5–10 г метанола во внутрь может вызвать тяжёлое отравление, а 30 г являются смертельной дозой. Симптомы отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, раздражение слизистых оболочек, мелькание в глазах, а в тяжёлых случаях – потеря зрения и смерть.

Все работы, связанные с транспортировкой, переливами, хранением и применением метанола следует выполнять согласно требованиям «Инструкции о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности», на основе которой разрабатывается инструкция по транспортировке, хранению и использованию метанола с учётом местных условий на своих объектах и инструкцию по безопасной эксплуатации передвижных или стационарных метанольных установок.

Установки для ввода метанола в газопроводные коммуникации (метанольницы) при образовании гидратных пробок монтируют газопроводе либо непосредственно на ГРС. Метанол (рис. 5.20) через штуцер в верхней части метанольницы заливают в ёмкость. При этом открыт кран на сбросной трубке, а краны на трубках подачи метанола в газопровод и подачи газа в ёмкость – закрыты. После залива метанола в ёмкость, открывается трубка обратной связи по газу, и над метанолом в ёмкости создаётся давление, равное давлению в газопроводе. Затем открывается кран на трубке подачи метанола, давление в ёмкости сверху и снизу выравнивается, и метанол самотёком поступает в газопровод [91].

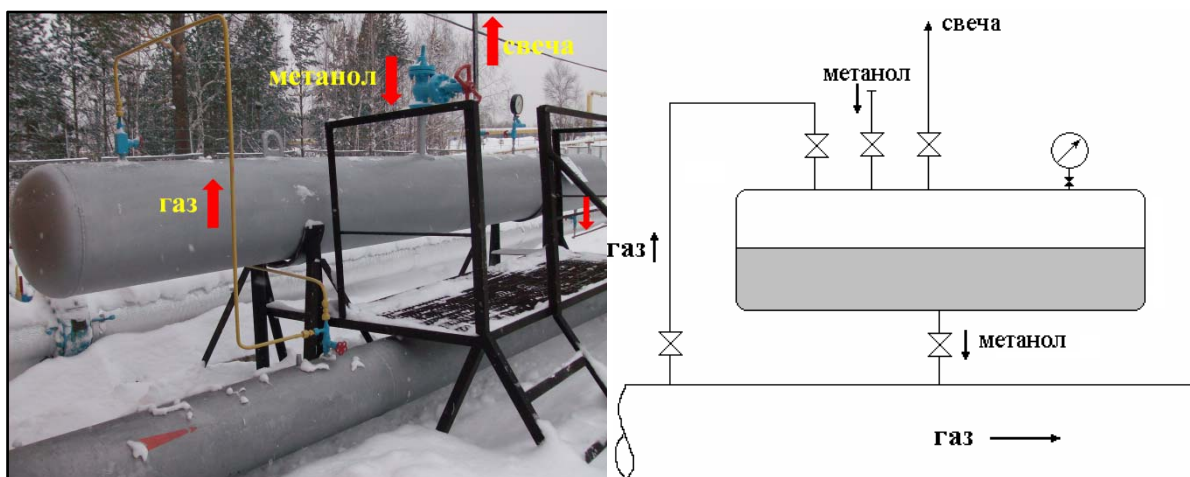


Рис. 5.20. Метанольница

5.3.3. Осушка газа

Осушкой называется процесс удаления влаги из природного газа. Она широко применяется как способ предупреждения гидратообразования. Если в газе не содержится влаги, образование гидрата становится невозможным. Если влага содержится в очень малом количестве, вероятность образования гидрата будет мала.

Существует несколько способов осушки природного газа. Наиболее широко применяются следующие методы осушки: 1) гликолем (жидким поглотителем); 2) осушка молекулярными ситами (твердым адсорбентом); 3) осушка охлаждением.

Общепринято выражать влагосодержание газа через точку росы, т. е. температуру, при которой начинается конденсация воды. Поэтому в качестве нормы влагосодержания часто устанавливают точку росы минус 10 °С; однако этот способ следует применять с осторожностью, поскольку при точке росы ниже 0 °С система находится в метастабильном состоянии. При температурах ниже 0 °С истинной точки росы для жидкой воды не существует, так как при этих температурах стабильной является твердая фаза воды – лед или гидрат.

Осушка газа гликолем

Наиболее широко распространен в газовой промышленности контактно-регенеративный способ осушки природного газа жидким осушителем. В этом процессе влажный газ пропускается через обедненный (содержащий малое количество влаги) раствор сорбента. Регенеративный раствор поглощает влагу из природного газа, в результате чего получается обогащенный раствор (содержащий большее количество влаги) и осушенный газ.

Жидкие поглотители. Некоторые жидкости обладают способностью поглощать влагу из потока природного газа. При этом всего несколько из них соответствуют всем критериям пригодности для промышленного использования. Некоторые из этих критериев:

- *Жидкий поглотитель должен обладать высокой гигроскопичностью (т. е. сильное сродство к воде).*
- *Углеводородные компоненты природного газа должны иметь слабую растворимость в растворе поглотителя для уменьшения потерь полезного продукта и снижения выбросов углеводородов.*
- *Поглотитель должен легко регенерироваться до высоких концентраций с целью повторного использования, обычно путем нагрева, при котором из него удаляется поглощенная вода.*

- *Поглотитель должен иметь очень низкое давление насыщенного пара для уменьшения потерь раствора через испарение.*
- *Поглотитель должен обладать высокой термической устойчивостью, в частности в условиях высоких температур в ребойлере.*
- *Используемые растворы не должны затвердевать в диапазоне температур, ожидаемых процессе осушки.*
- *Все жидкости должны быть неагрессивными по отношению к металлу узлов и агрегатов осушительного оборудования, особенно в паровом пространстве ребойлера, выпаренной колонне регенератора и нижней части абсорбера.*
- *Жидкие поглотители не должны вступать в химические реакции ни с одним из компонентов природного газа, включая двуокись углерода и соединения серы.*

Гликоли. Свойства органических соединений, известных под названием гликолей, приблизительно соответствуют критериям пригодности для промышленного применения. Гликоли имеют более высокую температуру кипения, чем у воды, и низкое давление насыщенного пара. Однако в условиях повышенных температур гликоли разлагаются. Температура разложения гликолей ограничивает максимальную температуру технологических процессов осушки, особенно в ребойлере. Для осушки природного газа чаще всего применяют моноэтиленгликоль (МЭГ), обычно называемый просто этиленгликолем (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ) и тетраэтиленгликоль (ТРЭГ).

Наиболее широко используемым является ТЭГ. Он имеет ряд преимуществ перед прочими гликолями. ДЭГ несколько дешевле, чем ТЭГ, но из-за более высокого давления насыщенного пара у ДЭГ больше потери. ТЭГ обладает более слабым сродством к воде, поэтому снижение точки росы при его применении меньше. У ТРЭГ выше стоимость и больше вязкость, чем у ТЭГ. Высокая вязкость ведет к увеличению затрат на перекачку. С другой стороны, у ТРЭГ ниже давление насыщенного пара и, соответственно, меньше потери.

Описание технологического процесса. Осушка газа жидким поглотителем, в сущности, представляет собой двухступенчатый процесс. На первой ступени происходит поглощение влаги из газа в ступенчатой колонне. В другой колонне происходит регенерация раствора. Затем раствор возвращается в первую колонну для удаления влаги из следующей порции сырого газа. Упрощенная технологическая схема процесса осушки природного газа гликолем показана на рис. 5.21.

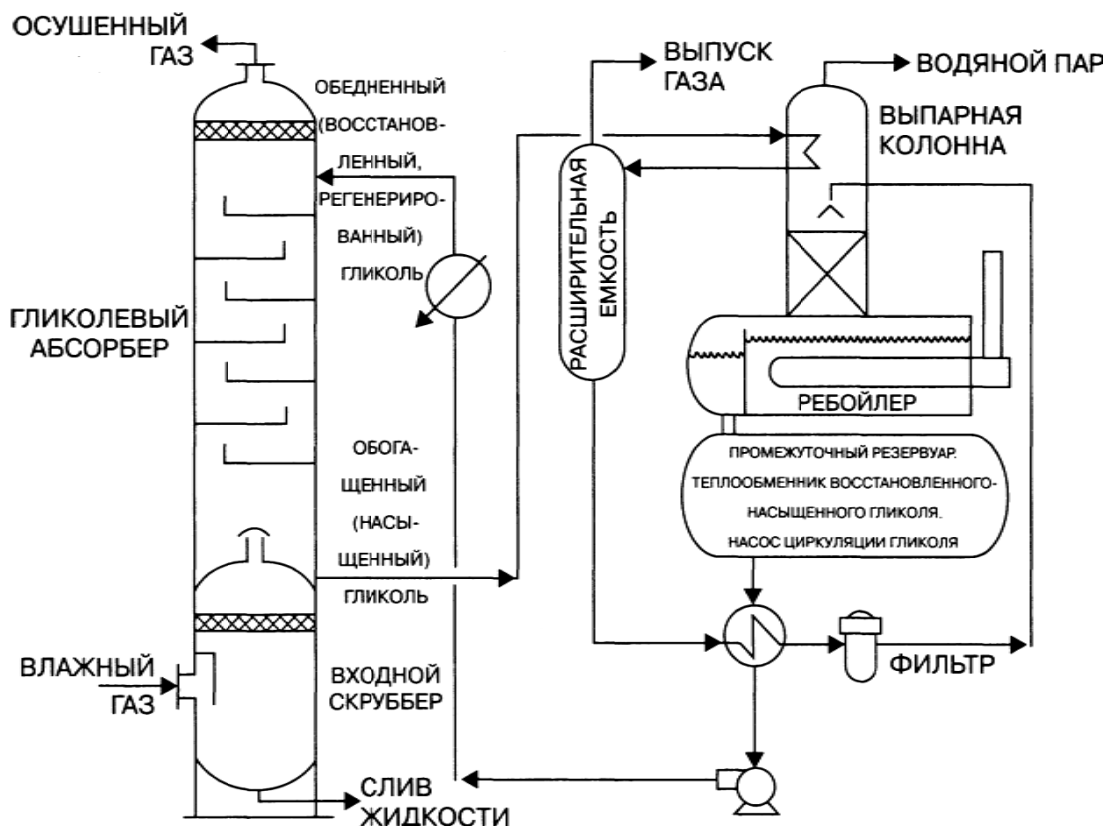


Рис. 5.21. Упрощенная технологическая схема установки осушки газа гликолем

Установка осушки природного газа ТЭГ работает при относительно высоком давлении со стороны абсорбера и низком давлении со стороны регенерации. На стороне высокого давления находятся гликолевый абсорбер и входной сепаратор. На стороне низкого давления находятся регенератор и расширительная емкость со вспомогательным оборудованием.

Первая ступень процесса осушки природного газа заключается в полном удалении свободной жидкости из газового потока. Для этого перед входом в абсорбер предусмотрен сепаратор, в котором происходит отделение жидких углеводородов и/или свободной воды.

Сепаратор может быть двух- или трехфазным, в зависимости от ожидаемого количества свободной воды. Входной сепаратор может быть выполнен в виде отдельно стоящей емкости, соединенной с абсорбером трубопроводной обвязкой, или же в виде секции в составе абсорбера, располагающейся обычно в его нижней части и отделенной от днища абсорбера газоотводной тарелкой.

Верхняя часть сепаратора должна быть оборудована высокоэффективным сетчатым каплеотделителем для удаления взвешенной влаги и

твердых частиц из потока газа перед входом в секцию абсорбера. Встроенные сепараторы обычно бывают снабжены спиральным теплообменником для предупреждения замерзания воды. Горячий раствор, подаваемый из аккумулятора, циркулирует по спирали теплообменника и передает тепло.

Абсорбер (также часто называемый контактором) является важнейшим функциональным элементом в установке осушки. В абсорбере происходит смешивание газа и жидкости и собственно отделение влаги. Абсорбер обычно бывает выполнен в форме абсорбционной колонны, размеры которой рассчитываются с учетом технологических потребностей. Абсорбер состоит из нескольких равновесных ступеней, достаточных, чтобы обеспечить массовый перенос влаги из газовой в жидкую фазу с целью достижения требуемого влагосодержания газа на выходе. Ступени могут быть выполнены: 1) в форме тарелок, как колпачковые тарелки, клапанные или ситчатые тарелки; 2) из соответствующих заполняющих материалов. Все более широко в гликолевых абсорберах используют структурированные заполнители.

Абсорбер работает по принципу абсорбционной колонны. Движение потоков сред – встречное.

Отбор насыщенного гликоля производится из нижней части абсорбера, как правило, по регулятору уровня. Обогащенный гликоль обычно подогревают перед подачей, для чего его часто пропускают через трубки конденсатора, размещенной в верхней части выпарной колонны. Затем его подвергают испарению в расширительной емкости, где основная часть летучих компонентов (взвешенных и растворенных) переходит в пар. Выпуск гликоля из расширительной емкости осуществляется, как правило, тоже по регулятору уровня, после чего насыщенный гликоль поступает в теплообменник восстановленного – насыщенного гликоля. Оттуда он поступает через фильтр на регенератор.

Основной функцией теплообменника восстановленного – насыщенного гликоля является рекуперация тепловой энергии. В теплообменнике горячий восстановленный гликоль из регенератора охлаждается насыщенным гликолем, поступающим из абсорбера. Восстановленный гликоль должен подаваться в абсорбер охлажденным, а насыщенный гликоль на регенерацию – теплым.

В состав обычной регенерационной установки входят ребойлер с огневым подводом тепла, расположенный в нижней части горизонтального сосуда с паровым пространством над трубными пучками, дистилляционная (выпарная) колонна, вертикально присоединенная к паровому пространству емкости ребойлера, и промежуточный резервуар, расположенный под ребойлером. Частью регенерационной установки так-

же является змеевик конденсатора, который устанавливается в верхней части выпарной колонны для ее орошения с целью улучшения сепарации раствора и воды.

Стандартная установка осушки газа ТЭГ эффективно работает при температуре ребойлера около 175 °С, что приблизительно на 20 °С ниже температуры разложения ТЭГ.

Отделение воды от гликоля в регенераторе происходит путем фракционирования. Температура кипения воды и гликоля сильно различаются: у воды – 100 °С, а у ТЭГ – 288 °С. Кроме того, эти два вещества можно легко разделить путем фракционной перегонки. Этот процесс осуществляется в выпарной колонне. Внутри колонны насыщенный влагой пар поднимается кверху, вступая при этом в тесное соприкосновение с нисходящим потоком насыщенной гликолем жидкости. Между этими двумя фазами осуществляется непрерывный процесс тепломассопереноса. Разность температур приводит к конденсации паров гликоля (тяжелый компонент) и испарению жидкой воды (легкий компонент). Пар в верхней части колонны состоит практически из чистой воды, так как гликоль в нижней части колонны содержит очень малое количество воды. Небольшая часть парообразной смеси (в основном из водяного пара) конденсируется в верхней части колонны в конденсаторе, что обеспечивает необходимое орошение для улучшения эффективности фракционирования. Основными функциями выпарной колонны является окончательное разделение абсорбированной влаги и поглотителя ТЭГ, сброс отделенной влаги в атмосферу и улавливание гликоля, испаренного в ребойлере.

Насыщенная гликолем жидкость, которая становится регенерированным гликолем, выводится через нижнюю часть выпарной колонны и поступает в ребойлер. К ребойлеру осуществляется подвод тепла, обычно за счет прямого огневого подогрева, чтобы повысить температуру гликоля и вызвать его частичное испарение. Горячий восстановленный гликоль из ребойлера поступает самотеком в промежуточный резервуар, который обычно располагается ниже ребойлера. Затем горячий восстановленный гликоль подается в теплообменник восстановленного – насыщенного гликоля, где происходит его охлаждения. В конечном счете, гликоль возвращается обратно в абсорбер, и на этом технологический цикл заканчивается.

Циркуляционный насос служит для откачки гликоля из промежуточного резервуара, повышения давления концентрированного гликоля и подачи гликоля на верхнюю тарелку абсорбера. Расход гликоля регулируется посредством насоса. Перед входом в насос гликоль проходит через теплообменник восстановленного – насыщенного гликоля, где

подвергается охлаждению, а на выходе – через теплообменник сухого газа, где подвергается дополнительному охлаждению перед попаданием в абсорбер.

Молекулярные сита

В отличие от осушки газа гликолем, которая представляет собой абсорбционный процесс, метод осушки молекулярными ситами основан на адсорбции. Содержащаяся в газе влага поглощается твердым сорбентом (которым является молекулярное сито) и, таким образом, удаляется из природного газа. Молекулярные сита обычно используют в тех случаях, когда требуется получить очень сухой газ (например, в криогенных процессах). Применение молекулярных сит позволяет осушить газ до уровня менее 1 части на миллион (1 мг/м^3).

Технологический процесс осушки газа молекулярными ситами заключается в пропускании влажного газа через слой адсорбента. Слой адсорбента впитывает в себя влагу, содержащуюся в газе, в результате чего получается осушенный газ. После насыщения адсорбента водой (т. е. когда дальнейшее поглощение влаги невозможно), его необходимо регенерировать. Чтобы уменьшить размеры молекулярных сит, для отделения больших количеств воды часто дополнительно предусматривают установки осушки гликолем. После них устанавливают молекулярное сито для окончательной осушки газа.

Описание технологического процесса. Поглощение водяного пара из потока газа адсорбентом представляет собой полунепрерывный процесс. Поэтому требуются как минимум два слоя адсорбента. В то время как один слой находится в фазе адсорбирования, другой слой находится в фазе регенерации или остывания. По мере адсорбирования происходит насыщение слоя адсорбента, и часть его становится неспособной к дальнейшему поглощению влаги. После того как слой адсорбента полностью насытится водой, его необходимо регенерировать. Для этого через слой адсорбента пропускают поток горячего газа, при этом происходит десорбция воды и регенерация адсорбента. После завершения стадии отгонки воды слой адсорбента должен остыть, прежде чем его снова можно будет вводить в работу. Упрощенная технологическая схема осушки газа с двумя слоями адсорбента показана на рисунке 5.22.

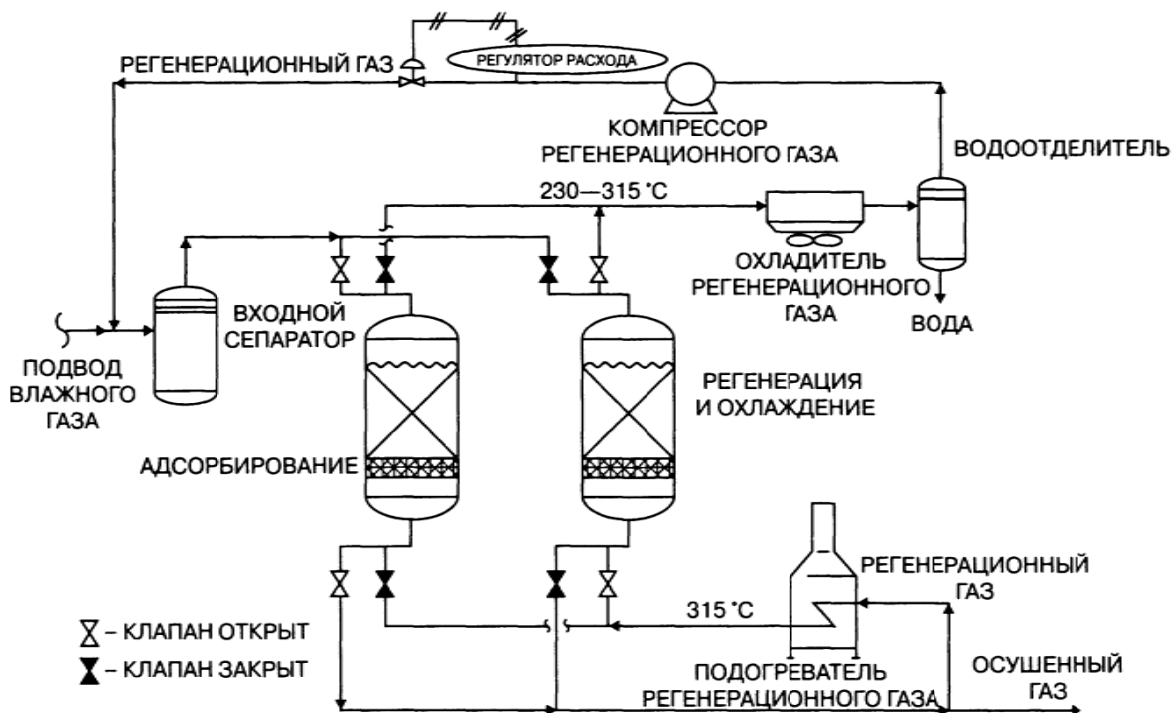


Рис. 5.22. Упрощенная технологическая схема установки осушки газа твердым поглотителем с двумя колоннами

Осушка газа охлаждением

В охлажденном газе содержится меньше влаги, чем в горячем газе. Функция охладительной установки обычно заключается в отделении тяжелых углеводородов от потока природного газа с целью достижения заданного значения точки росы углеводорода, но при этом также происходит и удаление влаги. Процесс охлаждения протекает при низких температурах, вследствие чего происходит и отделение влаги от газа, так как охлажденный газ способен нести в себе меньшее количество воды, чем теплый газ. Чтобы предотвратить образование льда и гидратов, охлажденный газ смешивают с полярным растворителем, обычно с этиленгликолем. Охлаждение газа позволяет понизить влагосодержание до уровня 16 мг/м^3 .

Описание технологического процесса. Упрощенная технологическая схема осушки газа охлаждением показана на рис. 5.23.

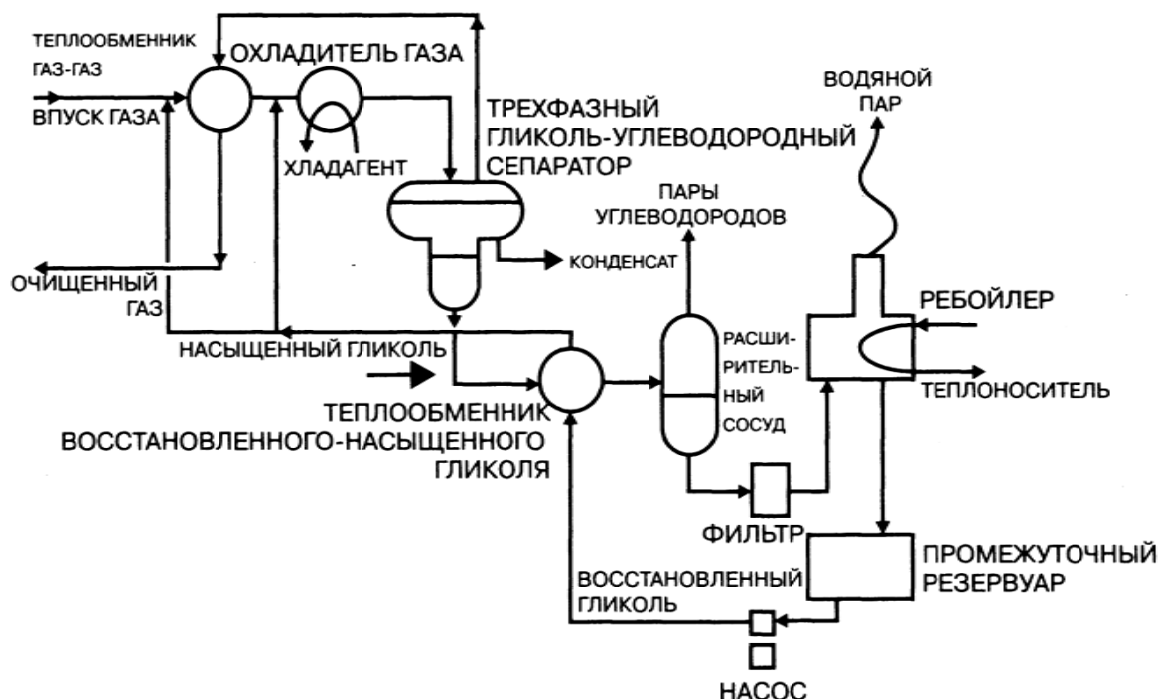


Рис. 5.23. Упрощенная технологическая схема холодильной установки с впрыском и восстановлением гликоля

Природный газ поступает в теплообменник «газ-газ», где он подвергается предварительному охлаждению. Дальнейшее охлаждение газа происходит в холодильной установке. Газ подается в ребойлер холодильной установки (хладагент вскипает, при этом технологический поток охлаждается), которая называется охладителем. Для предотвращения замерзания (с образованием льда и/или гидратов) и поглощения конденсирующейся воды в теплообменник «газ-газ» и в охладитель впрыскивают гликоль. Лучше всего для этой цели подходит этиленгликоль (ЭГ), так как он обладает наилучшими низкотемпературными характеристиками среди прочих гликолей.

Смесь поступает в низкотемпературный сепаратор, в верхней части которого предусмотрен выход газа, в средней части – жидкого углеводорода, а в нижней части (обычно через лоток) – смеси гликоля и воды. Жидкие углеводороды поступают на дальнейшую переработку. Смесь гликоля и воды направляют регенерационную колонну, где происходит регенерация гликоля для повторного использования. Товарный газ выходит из верхней части низкотемпературного сепаратора сильно охлажденным. Поэтому его направляют, обратно в теплообменник «газ-газ» для предварительного охлаждения неосушенного газа и отвода от него части тепловой энергии.

Если в качестве хладагента используется пропан, что широко практикуется в газовой промышленности, температура в охладителе обычно

находится в пределах от минус 10 °С до минус 40 °С. Одно из преимуществ этого метода заключается в том, что он позволяет получать газ, одновременно удовлетворяющий техническим условиям, как по точке росы углеводорода, так и по влагосодержанию. Это исключает необходимость применения отдельных установок для осушки и регулирования точки росы углеводорода.

5.3.4. Снижение давления

Еще один способ, применяемый для ликвидации образовавшихся гидратов, заключается в снижении давления. При снижении давления гидратная фаза перестает быть стабильной. Этим гидраты отличаются от льда. Снижение давления не оказывает заметного влияния на температуру замерзания льда. Теоретически этот метод должен быть эффективным, однако процесс разложения гидрата протекает не мгновенно, а требует определенного времени.

5.4. Диагностика

Для обеспечения безопасности и надежности поставок скважинной продукции чрезвычайно важно сохранить в процессе эксплуатации требуемые характеристики и показатели трубопроводного транспорта. Для оценки реального технического состояния трубопроводов, возможности прогнозирования потенциального ухудшения их состояния и разработки мероприятий по своевременному их ремонту выполняется комплекс диагностических обследований.

В настоящее время используются методы диагностических обследований ПТ такие как: внутритрубная диагностика, бесконтактная магнитометрическая диагностика, электрометрические измерения, приборное и водолазное обследование подводных переходов, акустическая эмиссия, локальные методы обследования (ультразвуковые, магнитные и др.) средствами неразрушающего контроля, тензометрия, вертолетные инспекционные обследования.

Для каждого отдельно взятого метода технической диагностики применяется соответствующая техническая аппаратура и оборудование.

С использованием внутритрубных приборов-дефектоскопов, перемещаемых по трубопроводу потоком перекачиваемого продукта, стало возможным проведение сплошного контроля трубопровода в течение всего срока службы, начиная от момента ввода в эксплуатацию. При этом область контролируемых параметров значительно расширилась. Кроме дефектов в кольцевых сварных швах стало возможным проводить контроль на наличие дефектов в продольных (заводских) сварных швах, дефектов (аномалий) геометрии – вмятины, гофры, воз-

никающие при проведении строительно-монтажных работ; дефектов стенки трубопровода коррозионного и механического происхождения.

К наиболее опасным дефектам механического происхождения относятся продольные риски (царапины) во вмятинах, возникшие под воздействием рабочих органов землеройных машин (ковша экскаватора, ножа бульдозера).

Эффективный контроль трубопроводов на наличие дефектов обеспечивается при использовании внутритрубных приборов высокого разрешения, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля и которые производят измерения размеров дефектов с достаточно высокой точностью.

Это дает возможность производить экскавацию и устранение в процессе ремонта только тех, ограниченных по числу, дефектов, которые представляют реальную опасность для целостности трубопровода.

Инспекция трубопроводов методом внутритрубной дефектоскопии выполняется по следующей отработанной технологии:

- *проведение оценки мест запуска и приема для анализа возможности проведения контроля средствами внутритрубной диагностики;*
- *проведение совещания с эксплуатационной организацией с целью планирования регулирования потоков, составления графика пропусков, определения мест установки искусственных маркерных устройств и т.д.;*
- *доставка диагностического и специализированного оборудования на объект;*
- *предварительные пропуски очистных скребков, осуществляемые для освобождения трубопровода от загрязнений и сварочных электродов и обеспечения надежного качества диагностики;*
- *пропуски снаряда-калибра и многоканального профилимера для определения геометрических характеристик трубопровода и возможности безопасного прохождения инспекционного (дефектоскопического) снаряда;*
- *после пропуски инспекционного (дефектоскопического) снаряда записанные данные воспроизводятся с целью проверки их полноты и качества. После подтверждения успешного пропуска проводится экспресс-анализ, в результате которого выдаются данные о наиболее опасных дефектах.*

Необходимая полнота информации о дефектах достигается при реализации 4-уровневой системы диагностирования, предусматривающей определение как минимум [92]:

- *дефектов геометрии трубопровода (вмятин, гофров, овальности поперечного сечения), ведущих к уменьшению его проходного сечения;*
- *дефектов потери металла, уменьшающих толщину стенки трубопровода (коррозионных язв, царапин т.п.), а также расслоений, включений;*
- *поперечных трещин в теле трубы, поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах;*
- *продольных трещин в теле трубы, продольных трещин и трещиноподобных дефектов в продольных сварных швах.*

Профилеметрия.

При проведении комплексного обследования ПТ перед пропуском дефектоскопов необходимо убедиться, что проходное сечение по всей протяженности отвечает требованиям, как очистных скребков, так и дефектоскопов высокого и сверхвысокого разрешения (ультразвуковых, магнитных, ЭМА и комбинированных) по проходимости. Эту задачу должен решать снаряд, имеющий сверхвысокую проходимость и определяющий реальное проходное сечение. Именно для решения такой задачи предназначен профилемер. Прогрессивные схемотехнические решения, базирующиеся на элементной базе с микропотреблением, оптимальные алгоритмы сбора данных, продуманность компоновки обеспечивают требуемые габариты и проходимость. Механическая система сенсоров, непосредственно контактирующих с внутренней поверхностью стенки трубопровода, позволяет с высокой точностью выполнять оценку реального проходного сечения по всей протяженности диагностируемого участка [93].

Профилемеры можно классифицировать по числу каналов (рис. 5.24).

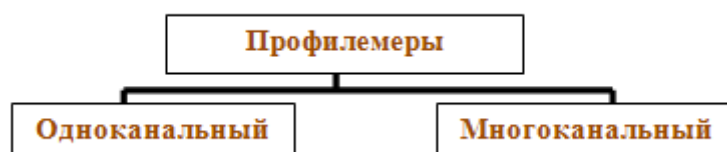


Рис. 5.24. Классификация профилемеров по числу каналов

Одноканальный профилемер представлен на рис. 5.25, а многоканальный на рис. 5.26.



Рис. 5.25. Одноканальный профилемер [94]

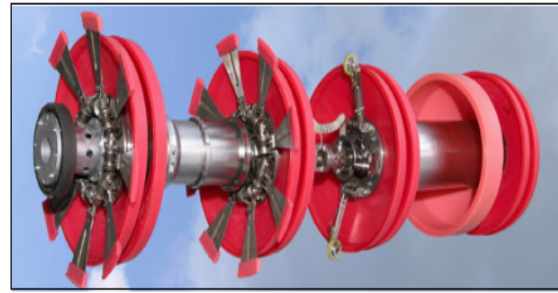


Рис. 5.26. Многоканальный профилемер [94]

Принцип работы профилемера основывается на измерении взаимного расположения системы рычагов, связанных между собой через «качающийся» диск. Рычаги контактируют с внутренней поверхностью стенки трубопровода, обеспечивая практически полное перекрытие его поперечного сечения. При прохождении системой сенсоров аномалии геометрии трубопровода, изменяется положение «качающегося» диска относительно корпуса снаряда. Данный метод позволяет, регистрируя только один информационный канал, получать данные по полному проходному сечению.

Кроме этого профилемер оборудован системой, позволяющей классифицировать пройденные во время диагностики отводы. Система измерения, пройденной профилемером дистанции, основана на одометрическом принципе и имеет два измерительных канала высокого разрешения. Данные по проходному сечению, показания системы классификации отводов и сигналы одометрической системы, в процессе обследования трубопровода, записываются на бортовой накопитель данных. Минимальное количество измерительных каналов и оптимальная упаковка записываемых данных позволяют минимизировать необходимую емкость бортового запоминающего устройства. Также, для повышения надежности и достоверности результатов, в процессе обследования фиксируются дополнительные параметры, позволяющие контролировать работоспособность и исправность измерительных систем. После выполнения диагностического обследования, данные с бортового накопителя передаются на внешний компьютер для обработки и интерпретации [94].

Ультразвуковая дефектоскопия. Дефекты, обнаруживаемые ультразвуковым дефектоскопом:

- *дефекты геометрии без дополнительных дефектов и примыкания к сварным швам;*

- дефекты геометрии, примыкающие к сварным швам или расположенные на сварных швах;
- дефекты геометрии в комбинации с потерей металла;
- потери металла точечные сплошные;
- риски, царапины, задиры;
- расслоения, расслоения в околошовной зоне;
- расслоения с выходом на поверхность;
- смещения поперечного сварного шва труб;
- недопустимые конструктивные элементы, ремонтные конструкции и методы ремонта [92].

Ультразвуковые дефектоскопы можно классифицировать по назначению в соответствии с рис. 5.27 [94].

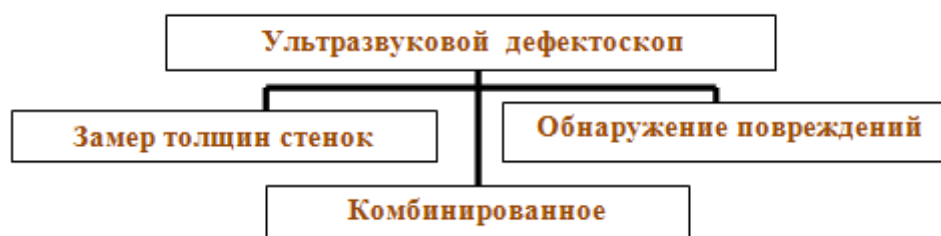


Рис. 5.27. Классификация ультразвуковых дефектоскопов по назначению

Система управления и контроля дефектоскопа обеспечивает: управление сбором и накоплением диагностической информации, регистрацию данных от ультразвуковых датчиков, регистрацию пройденного пути, регистрацию времени работы, передачу информации на внешние накопители после извлечения дефектоскопа из трубопровода для дальнейшей обработки и интерпретации полученных данных, автоматическую настройку и калибровку систем дефектоскопа.

Измерение пройденного дефектоскопом расстояния и привязка аномалий трубопровода к дистанции основывается на одометрической системе, состоящей из нескольких одометрических колес, полный оборот которых сопровождается выработкой определенного количества импульсов. Расстояние автоматически определяется дефектоскопом при известном диаметре одометрического колеса.

Для коррекции дистанции с целью более точного определения места расположения аномалий, а также для обнаружения местоположения дефектоскопа в трубопроводе дефектоскоп оснащен временной маркерной системой приема-передачи низкочастотных электромагнитных сигналов. Для привязки к угловому положению относительно продольной оси трубопровода дефектоскоп имеет в своем составе маятниковую систему, позволяющую учесть вращение дефектоскопа при движении. Сис-

тема записи данных выполнена на основе Flash-памяти. Накопители на её основе не имеют механического привода, что позволяет обеспечить надёжную работу, устойчивость к вибрациям и ударам. Энергетический блок на основе литиевых батарей обеспечивает возможность автономной работы дефектоскопа [94].

Ультразвуковой *комбинированный* дефектоскоп (рис. 5.28) предназначен для внутритрубного ультразвукового обследования магистральных трубопроводов с целью измерения остаточной толщины стенки и обнаружения продольных или поперечных дефектов, в том числе в поперечных и продольных сварных швах.



Рис. 5.28. Ультразвуковой комбинированный дефектоскоп [94]

Дефектоскоп позволяет осуществлять, как комбинированное (одновременное), так и раздельное обследование трубопроводов, при котором проводится только измерение остаточной толщины стенки (вариант *толщиномера*) или только выявление дефектов, продольных или поперечных (вариант *детектора дефектов*).

В дефектоскопах используется метод, основанный на акустическом эхо-импульсном зондировании стенки трубопровода с использованием ультразвуковых иммерсионных преобразователей совмещенного типа с перпендикулярным (толщиномер) и наклонным (детектор дефектов) вводом луча в стенку трубопровода.

Ультразвуковой толщиномер представлен на рис. 5.29, а ультразвуковой детектор дефектов на рис. 5.30.



Рис. 5.29. Ультразвуковой толщиномер [94]

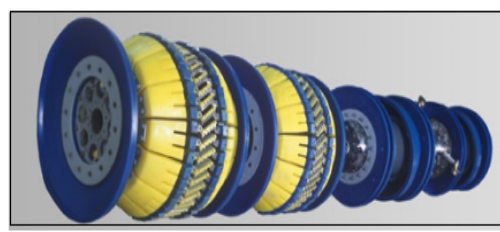


Рис. 5.30. Ультразвуковой детектор дефектов [94]

Действие приборов ультразвукового контроля основано на посылке ультразвуковых импульсов и регистрации отраженных акустических эхосигналов или ослабленных сигналов (в случае нахождения приемника сигналов в акустической тени, созданной дефектом).

Посылка ультразвуковых импульсов и прием ультразвуковых сигналов производится пьезоэлементами (пьезоэлектрическими преобразователями), преобразующим переменное электрическое поле в акустическое поле и наоборот.

Расположение датчиков на комбинированном ультразвуковом дефектоскопе представлено на рис. 5.31.



Рис. 5.31. Расположение датчиков на комбинированном ультразвуковом дефектоскопе

Магнитные дефектоскопы. Дефекты, обнаруживаемые магнитным дефектоскопом:

- *дефекты геометрии без дополнительных дефектов и примыкания к сварным швам;*
- *дефекты геометрии, примыкающие к сварным швам или расположенные на сварных швах;*
- *дефекты геометрии в комбинации с потерей металла;*
- *потери металла точечные, сплошные;*
- *риски, царапины, задиры (поперечно ориентированные);*
- *трещины по телу трубы или в сварном шве (поперечно ориентированные);*
- *дефекты поперечного шва;*
- *смещения поперечного шва.*

Физическая сущность метода магнитной дефектоскопии основана на регистрации рассеяния магнитного потока.

Магнитный контроль основан на индикации эффекта взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом, изготовленным из ферромагнитного материала. Если в намагниченном металле встречаются области с дефектами несплошностями, магнитная проницаемость которых отличается от магнитной проницаемости основного металла, то появляются магнитные поля рассеяния, выходящие наружу. Индикация этих полей позволяет получить информацию о дефектах [93].

Магнитные дефектоскопы по принципу намагничивания можно классифицировать следующим образом (рис. 5.32).



Рис. 5.32. Классификация дефектоскопов по принципу намагничивания

Магнитный дефектоскоп высокого и сверхвысокого разрешения с продольным намагничиванием (технология MFL)

Магнитная система, входящая в состав дефектоскопа (рис. 5.33), осуществляет намагничивание участка трубопровода с помощью постоянных магнитов и гибких проволочных щеток. Наличие трещин или дефектов, связанных с потерей металла (коррозия, задиры), приводит к изменению величины и распределения магнитной индукции вблизи дефекта. Для измерения магнитной индукции служат датчики высокого и сверхвысокого разрешения (датчики типа I), расположенные между щетками магнитной системы.



Рис. 5.33. Магнитный дефектоскоп высокого и сверхвысокого разрешения с продольным намагничиванием (ЗАО «Нефтегазкомплектсервис», г.Москва) [95]

Специальная аппаратура, входящая в состав дефектоскопа, регистрирует сигналы датчиков во время движения дефектоскопа. Накоплен-

ная информация используется затем для обнаружения дефектов и определения их размеров.

Магнитный дефектоскоп способен обнаруживать широкий спектр серьезных дефектов: внешнюю и внутреннюю коррозию, дефекты "потери металла" в поперечных и спиральных сварных швах, дефекты "потери металла" тела трубопровода; дефекты, связанные с вмятинами (включая идентификацию самих вмятин); дефекты, находящиеся под кожухами; дефекты, находящиеся под ремонтными муфтами.

Также дефектоскоп позволяет обнаруживать: производственные (металлургические) дефекты; повреждения, возникшие при строительстве трубопровода (риски, задиры); металлические предметы, находящиеся вблизи трубопровода (например, муфты, кожухи) и представляющие угрозу целостности изоляционного покрытия или эффективности системы катодной защиты.

Принцип намагничивания трубопровода и регистрации сигналов датчиками типа I, представлен на рис. 5.34.



Рис. 5.34. Принцип намагничивания трубопровода и регистрации сигналов датчиками (датчик типа I) [95]

Принцип намагничивания трубопровода и регистрации сигналов датчиками типа I осуществляется следующим образом:

- в стенке трубы создается магнитное поле высокой напряженности;
- силовые линии магнитного поля будут отклоняться, если на наружной или внутренней поверхности трубы есть потеря металла;
- датчики типа I регистрируют изменение индукции магнитного поля, вызванное потерей металла или другой аномалией.

Для определения местоположения потери металла на поверхности трубопровода предназначены специальные датчики (датчики типа II), расположенные вне магнитной системы. Эти датчики содержат встроенные постоянные магниты. Магниты создают локальное магнитное поле, сфера действия которого ограничивается внутренней поверхностью трубопровода. Таким образом, эти датчики реагируют только на потери металла, расположенные на внутренней поверхности трубопровода.

Принцип регистрации сигналов датчиками типа 2 представлен на рис. 5.35.

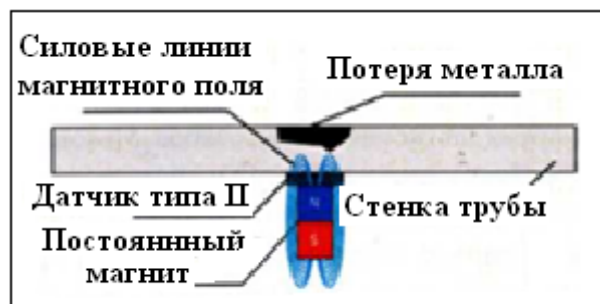


Рис. 5.35. Принцип регистрации сигналов датчиками типа II [95]

Магнитный дефектоскоп высокого и сверхвысокого разрешения с поперечным намагничиванием (технология TFI)

В отличие от дефектоскопов с продольным намагничиванием (MFL) дефектоскопы, построенные по технологии поперечного намагничивания (рис. 5.36) (TFI), обнаруживают узкие продольно ориентированные дефекты, включая трещины в продольных сварных швах, продольную внешнюю коррозию, вызванную отслоением покрытия, а также такие непредсказуемые и, таким образом, критичные сочетания дефектов, как «продольная риска во вмятине».



Рис. 5.36. Магнитный дефектоскоп высокого и сверхвысокого разрешения с поперечным намагничиванием (ЗАО «Нефтегазкомплектсервис», г. Москва) [95]

Надежное обнаружение продольно ориентированных дефектов может быть обеспечено только в том случае, если намагничивание трубопровода производится в направлении перпендикулярном плоскости расположения дефектов. Типовая магнитная система, которая позволяет намагничивать трубопровод в направлении поперечном по отношению к продольной оси трубопровода, содержит несколько секторов, образованных постоянными магнитами и гибкими проволочными щетками. В промежутках между щетками расположены датчики высокого разрешения типа I для измерения магнитной индукции [90].

Принцип поперечного намагничивания трубопровода и регистрации сигналов датчиками типа I, представлен на рис. 5.37. Описание принципа соответствует пояснению, приведенному к рис. 5.28.

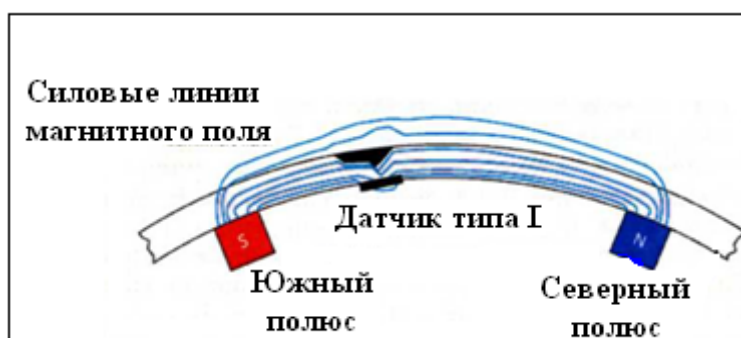


Рис. 5.37. Принцип поперечного намагничивания трубопровода и регистрации сигналов датчиками типа I

Комбинированный магнитный дефектоскоп сверхвысокого разрешения с продольным и поперечным намагничиванием

Технология комбинированной магнитной диагностики (рис. 5.38) сочетает в себе преимущества технологии, как продольного, так и поперечного намагничивания. Дефектоскопы, построенные по этой технологии (сверхвысокого разрешения), осуществляют намагничивание трубопровода в продольном и поперечном направлениях. Дефектоскоп способен за один прогон собрать всю информацию о дефектах тела трубы и сварных швов вне зависимости от их ориентации.



Рис. 5.38. Комбинированный магнитный дефектоскоп сверхвысокого разрешения с продольным и поперечным намагничиванием (ЗАО «Нефтегазкомплектсервис», г.Москва) [95]

Системы внутритрубных магнитных дефектоскопов построены следующим образом:

- *размеры дефектов определяются по характеристикам магнитных полей рассеяния при помощи, специально разработанных математических моделей;*
- *угловое положение зарегистрированных особенностей трубопровода определяется с помощью маятниковой системы;*
- *система измерения пройденного расстояния основана на регистрации импульсов одометрических колес;*
- *привязка дефектов производится к ближайшим точкам-ориентирам (маркерным пунктам, задвижкам, вантузам), а также к ближайшим поперечным кольцевым сварным швам.*

Бесконтактное магнитометрическое обследование

Одним из новых перспективных методов определения технического состояния промышленных трубопроводов является бесконтактный магнитометрический метод, основанный на выявлении местоположения дефектов за счет регистрации изменения магнитной проницаемости при изменении напряжений под действием механических нагрузок или структурных изменений металла трубопровода (деформация трубы, внутренняя и наружная коррозия, провисы, оползневые нагрузки и т.п.). Аналогичный принцип лежит в основе выявления дефектов по регистрации магнитных полей насыщения при работе магнитного прибора-дефектоскопа. Эффективность выявления дефектов металла при этом сопоставима с аналогичным показателем внутритрубной дефектоскопии и составляет не менее 75 %.

Магнитометр бесконтактный сканирующий СКИФ МБС-04, разработанный предприятием ООО «Транскор-К» НТЦ г. Москва [96] (рис. 5.39), позволяет:

- *с поверхности Земли без вскрытия выявлять местоположение дефектов металла и изоляционного покрытия (в линейных и угловых координатах) с точностью ± 0.25 м;*
- *оценивать характер дефектов металла трубопровода, проводить мониторинг их развития и формировать базу данных по реальному техническому состоянию;*
- *осуществлять паспортизацию трубопроводных систем с внесением данных по местоположению выявленных дефектов в системе абсолютных географических координат (GPS), уточнением оси и глубины заложения трубопровода, врезок и т.п.*

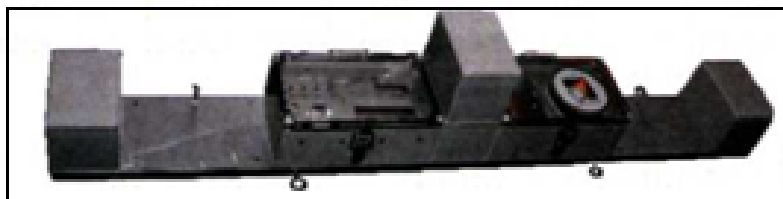


Рис. 5.39. Внешний вид магнитометра бесконтактного сканирующего СКИФ МБС – 04 [96]

Обследование трубопроводов (диаметром от 56 до 1420 мм и толщиной стенки 2,8...22 мм) с применением СКИФ МБС-04 осуществляется без остановки, а также не требует выполнения большого объема подготовительных работ, необходимых для проведения внутритрубной диагностики.

Прибор СКИФ МБС-04 позволяет идентифицировать как дефекты металла более 80 % выявленных магнитных аномалий, при этом остаются не идентифицированными менее 10 % из них, около 10 % приходится на аномалии напряженно-деформированного состояния в области провисов, прогибов, карстовых явлений, а также посторонних металлических объектов в непосредственном контакте с трубопроводом. Типы выявляемых дефектов: трещиноподобные дефекты (закат, плена, риски, трещины КРН); дефекты сварных швов, локальные коррозионные язвы; изменения толщины стенок труб; вмятины, гофры; отклонения от проектной оси залегания.

Из опыта специалистов, выполнивших большой объем работ в области диагностирования технического состояния старых ПТ с использованием СКИФ МБС-04, засвидетельствовано, что среди выявленных дефектов металла преобладают локальные коррозионные поражения под изоляционным покрытием ПТ, потерявшим адгезию.

Основные технические характеристики приведены в табл. 5.4.

Таблица 5.4

Технические характеристики СКИФ МБС-04

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Минимальная длина выявляемых дефектов	от 10 мм
2	Раскрытие выявляемых дефектов	300 мкм
3	Глубина выявляемых дефектов	начиная с 15 % от толщины стенки трубы
4	Скорость контроля	до 2 м/с
5	Диапазон рабочих температур	от -15 °С до + 40 °С

Применение таких приборов позволяет значительно повысить оперативность проведения обследования, точность обнаружения дефектов на трубопроводе с поверхности земли, сократить объем земляных работ. Кроме того, применение средств магнитометрии необходимо при диагностировании технического состояния опор вантовых переходов трубопроводов через реки, для получения информации об их реальном техническом состоянии и выборе метода ремонта. Также предоставляется возможность определения «профиля» подводного трубопровода, заглубленного в грунт [96].

Контрольные задания

Входной контроль

1. Какие трубы наиболее перспективны при строительстве системы сбора скважинной продукции: а) – трубы из коррозионно-стойкой стали; б) – композитные трубы; в) – стальные трубы; г) – стальные трубы с внутренним антикоррозионным покрытием;
2. Какой средний срок службы трубопроводов обеспечивает ингибиторная защита: а) – 15 лет; б) – 30 лет; в) – 25 лет; г) – 20 лет;
3. Какой средний срок эксплуатации композитных труб: а) – 15 лет; б) – 30 лет; в) – 50 лет; г) – 20 лет;
4. Назовите наиболее перспективный метод повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов: а) – пробковая подача ингибитора; б) – ингибирование; в) – внутритрубная очистка; г) – применение труб с внутренним защитным покрытием.
5. С какой скоростью потока рекомендуется производить внутритрубную очистку нефтепроводов: а) – 1...3 м/с; б) – 3...5 м/с; в) – 4...7 м/с.
6. С какой скоростью потока рекомендуется производить внутритрубную очистку нефтепроводов: а) – 1...3 м/с; б) – 3...5 м/с; в) – 4...7 м/с.

Текущий контроль

7. Что такое ингибитор и на чем основан принцип его действия?
8. Какие трубы применяются при строительстве промысловых систем сбора скважинной продукции?
9. Перечислите основные методы борьбы с отложениями парафина?
10. Какие очистные устройства вы знаете?
11. Принцип технологии внутритрубной очистки?
12. Принцип технологии пробковой подачи ингибитора?
13. Назовите основные преимущества пробковой подачи ингибитора?
14. Назовите основные методы борьбы с гидратообразованием?
15. Для чего необходимо проводить периодическую внутритрубную диагностику?
16. Какие виды диагностики вы знаете?

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ТРУБОПРОВОДОВ

6.1.1. Гидравлический расчёт простых напорных трубопроводов

Гидравлический расчет трубопроводов охватывает решения трёх типов задач:

- определение диаметра трубопровода;
- определение начального давления (P_1) при известном конечном;
- оценка пропускной способности (Q).

Основные уравнения гидродинамики:

1. Объемный расход:

$$Q = \omega \cdot S, \quad \text{м}^3/\text{с}. \quad (6.1)$$

где ω – линейная скорость, м/с;

S – площадь поперечного сечения трубы, м².

2. Массовый расход:

$$G = Q \cdot \rho = \omega \cdot S \cdot \rho, \quad \text{кг}/\text{с}. \quad (6.2)$$

Для трубопроводов круглого сечения, так как $S = \frac{\pi d^2}{4} = 0,785 \cdot d^2$,

то формула (6.1) примет вид:

$$Q = 0,785 \cdot d^2 \cdot \omega. \quad (6.3)$$

3. Уравнение неразрывности: в любой точке трубопровода массовый расход должен быть постоянным – частный случай выражения закона сохранения вещества:

$$G = Q \cdot \rho = \omega_1 \cdot S_1 \cdot \rho_1 = \omega_2 \cdot S_2 \cdot \rho_2 = \text{const}, \quad \text{кг}/\text{с}. \quad (6.4)$$

Если жидкость слабосжимаема (несжимаема), то $\rho_1 = \rho_2$ и тогда

$$Q = \omega_1 \cdot S_1 = \omega_2 \cdot S_2 = \text{const}, \quad \text{м}^3/\text{с}. \quad (6.5)$$

то есть это уравнение материального баланса потока.

4. За основу гидравлических расчетов трубопроводов принимается уравнение Бернулли, частный случай выражения закона сохранения энергии, которое для идеальной жидкости имеет вид:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_1^2}{2 \cdot g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_2^2}{2 \cdot g}, \quad (6.6)$$

где P_1, P_2 – давления в сечениях 1 и 2, Па;

ρ – плотность, кг/м³;

ω_1, ω_2 – средние линейные скорости в сечениях 1 и 2, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

Каждый член уравнения (6.6) имеет размерность высоты и носит соответствующее название:

Z_i – определяет высоту положения различных точек линии тока над плоскостью сравнения, геометрический напор; удельная потенциальная энергия положения;

$\frac{P_i}{\rho \cdot g}$, м – называется пьезометрический напор или статический напор; удельная потенциальная энергия давления;

$\frac{\omega_i^2}{2 \cdot g}$, м – называется динамический или скоростной напор, или удельная кинетическая энергия.

Сумма всех трех напоров определяет запас полной механической энергии потока в соответствующем сечении, отнесенной к единице силы тяжести, и называется полным напором H :

$$H_i = Z_i + \frac{P_i}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_i^2}{2 \cdot g}. \quad (6.7)$$

Реальная жидкость обладает вязкостью. В уравнении Бернулли появляется слагаемое, учитывающее потери энергии вследствие гидравлических сопротивлений на участке 1-2:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_1^2}{2 \cdot g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_2^2}{2 \cdot g} + h_{\Pi}, \quad (6.8)$$

где h_{Π} – напор на преодоление путевых сопротивлений, то есть на преодоление сил трения и местных сопротивлений трубопроводов:

$$h_{\Pi} = h_T + h_M, \quad (6.9)$$

где h_T – потеря напора за счет преодоления сил трения по длине трубопровода;

h_M – потеря напора за счет местных сопротивлений.

При $Z_1 = Z_2$ и $\omega_1 = \omega_2$:

$$h_{\Pi} = \frac{P_1 - P_2}{\rho \cdot g}, \quad \text{м}. \quad (6.10)$$

$$\Delta P = \rho \cdot g \cdot h_{\Pi}, \quad \text{Па}. \quad (6.11)$$

6.1.2. Определение потерь напора на трение

Потеря напора на преодоление трения h_T по длине трубопровода круглого сечения при любом режиме течения определяется по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_T = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g}, \text{ м.} \quad (6.12)$$

Из (6.11) следует, что

$$\Delta P = h \cdot \rho \cdot g, \text{ Па.} \quad (6.13)$$

Тогда потери давления составят

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho, \text{ Па.} \quad (6.14)$$

Если скорость ω выразить через объемный расход и площадь сечения из уравнения (6.1):

$$\omega = \frac{Q}{S}, \text{ м/с.} \quad (6.15)$$

то уравнение (6.12) примет вид:

$$h_T = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{(\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2})^2}{2 \cdot g} = 0,083 \cdot \lambda \cdot \frac{l}{d^5} \cdot Q^2. \quad (6.16)$$

В наклонном трубопроводе:

$$h_T = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} \pm \Delta Z, \text{ м.} \quad (6.17)$$

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho \pm \Delta Z \cdot \rho \cdot g, \quad (6.18)$$

«плюс» – когда сумма участков подъема по высоте больше суммы участков спуска; «минус» – когда наоборот.

где l – длина трубопровода, м;

d – внутренний диаметр, м;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

ΔZ – разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления, который в общем случае зависит от числа Рейнольдса Re и относительной шероховатости стенки трубопровода:

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется:

$$\lambda = f(R_e, \varepsilon), \quad (6.19)$$

где ε – относительная шероховатость:

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{d}, \quad (6.20)$$

где Δ – абсолютная эквивалентная шероховатость выбирается по таблице, мм;

d – внутренний диаметр трубы, мм.

Абсолютная эквивалентная шероховатость – это такая высота шероховатости, при которой в квадратичной зоне сопротивления потери напора равны потерям напора для данной естественной шероховатости трубы.

Для ламинарного режима движения ($Re < Re_{кр} = 2320$) коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от параметра Рейнольдса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (6.21)$$

Если учесть, что

$$Re = \frac{\omega \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{\omega \cdot d}{\nu} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d \cdot \nu}. \quad (6.22)$$

и подставить выражение (6.21) в (6.22), то получим:

$$\lambda = \frac{64 \cdot \mu}{\omega \cdot d \cdot \rho} = \frac{64 \cdot \nu}{\omega \cdot d}. \quad (6.23)$$

В этом случае выражение (12) принимает вид формулы Пуазейля:

$$h_T = \frac{128 \cdot l \cdot \nu \cdot Q}{\pi \cdot d^4 \cdot g}, \quad (6.24)$$

$$\Delta P = \frac{32 \cdot \mu \cdot l \cdot \omega}{d^2}. \quad (6.25)$$

При турбулентном режиме движения ($Re > Re_{кр}$) различают три зоны сопротивления.

1. Зона гидравлически гладких труб ($Re_{кр} < Re \leq 10 \cdot \frac{d}{\Delta}$; $\lambda = f(Re)$):

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (6.26)$$

Выражение (6.26) – формула Блазиуса, используемая при $Re \leq 10^5$. Здесь сопротивление шероховатых и гладких труб одинаково.

В зависимости от скорости течения и вязкости жидкости одна и та же труба может быть гидравлически гладкой и гидравлически шероховатой.

2. Переходная зона (смешанного трения) определяется соотношением ($10 \cdot \frac{d}{\Delta} < Re \leq 500 \cdot \frac{d}{\Delta}$; $\lambda = f(Re, \varepsilon)$) и коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывают по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}. \quad (6.27)$$

3. Зона шероховатых труб или квадратичная зона определяются соотношением ($Re > 500 \cdot \frac{d}{\Delta}$; $\lambda = f(\varepsilon)$) и коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывают по формуле Шифринсона:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{d}\right)^{0,25}. \quad (6.28)$$

Для нефтепроводов наиболее характерны режимы гладкого или смешанного трения.

Разновидностью формулы Дарси-Вейсбаха, часто применяемой при технологических расчетах трубопроводов, является формула академика Лейбензона:

$$h_T = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} \cdot l, \quad (6.29)$$

$$\beta = \left(\frac{4}{\pi}\right)^{2-m} \cdot \frac{A}{2 \cdot g}, \quad (6.30)$$

где β , A , m – коэффициенты, зависящие от режима течения жидкости

Формула (6.29) в явной форме выражает зависимость h от Q и получается из выражения (6.12) при условии, что λ определяется выражением вида

$$\lambda = \frac{A}{Re^m}. \quad (6.31)$$

Формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления в зависимости от режима течения приведены в табл. 6.1.

Потеря напора на единицу длины трубопровода называется гидравлическим уклоном, который определяют из формулы

$$i = \frac{h_T}{l}. \quad (6.32)$$

Для наглядности и представления о гидравлическом уклоне сделаем построение гидравлического треугольника: отложим от начальной A' и конечной B' точек на профиле трассы трубопровода статические (пьезометрические) напоры $H_1 = \frac{P_1}{\rho \cdot g}$, и $H_2 = \frac{P_2}{\rho \cdot g}$, и концы полученных отрезков соединим прямой AB . Эта прямая называется линией падения напора или линией гидравлического уклона. Она показывает характер распределения напора по длине трубопровода.

Таблица 6.1

Формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления

Ламинарный режим	Турбулентный режим		
$Re < 2320$	Зона Блазиуса	Переходная зона	Квадратичная зона
$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$	$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$
Зона гидравлически гладких труб		Зона гидравлически шероховатых труб	
$m = 1$ $\beta = \frac{128}{\pi g}$	$m = 0,25$ $\beta = \frac{0,241}{g}$	$m = 0,125$ $\beta = 0,0185 \times \varepsilon^{0,125}$	$m = 0$ $\beta = \frac{8\lambda}{\pi^2 g}$

Из построения следует, что гидравлический уклон является тангенсом угла наклона этой прямой к горизонту:

$$i = \frac{H_1 \cdot (H_2 + \Delta Z)}{l}, \quad (6.33)$$

то есть $i = const$.

Величина $H_1(H_2 + \Delta Z) = h_T$ и характеризует потери напора на трение в трубопроводе и показывает, что разность статических напоров целиком затрачивается на преодоление гидравлических сопротивлений, возникающих при течении жидкости по трубопроводу.

Перед началом гидравлического расчета исследуется профиль трассы трубопровода для определения на нем перевальных точек и нахождения его расчетной длины. Эта длина может быть значительно меньше геометрической, а перевальная точка не обязательно является наивысшей точкой трассы. Достаточно закачать жидкость на перевальную точку, чтобы она самотеком достигла конца трубопровода.

6.1.3. Графоаналитический способ решения задач

Определение пропускной способности трубопровода по заданным параметрам его и жидкости, а также определение минимального диаметра трубопровода по заданным напору, параметрам жидкости и трубопровода, пропускной способности проводится графоаналитическим методом.

Рассмотрим алгоритм решения задач этого типа на примере второй задачи.

Графоаналитический способ решения основан на предварительном построении графической зависимости $h_T = f(Q)$ – гидравлической характеристики трубопровода (рис. 6.1). Для этого выполняются операции:

1. последовательно задаемся рядом произвольных значений Q ;
2. находим соответствующие средние линейные скорости ω ;
3. рассчитываем соответствующие параметры Re ;
4. рассчитываем соответствующие параметры λ ;
5. для каждого принятого значения Q находим потери напора h_T ;
6. по полученным данным строим график $h_T = f(Q)$;
7. отложив на оси ординат известное значение H , на оси абсцисс находят соответствующее ему искомое значение Q .

Аналогично решается и третья задача.

Задаются рядом d , находят для них h_T , строят график $h_T = f(d)$ и по заданной величине H по графику находят соответствующее ему значение d .

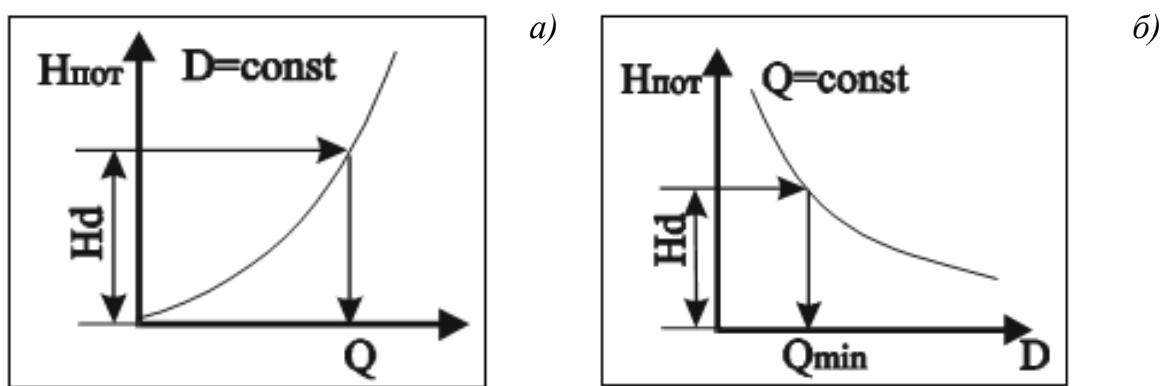


Рис. 6.1. Графоаналитический метод определения пропускной способности (а) и диаметра (б) простого напорного трубопровода

6.1.4. Задания для самостоятельной работы

6.1.4.1. Типовая задача

Пример:

На устье фонтанной скважины поддерживают напор 85 м, (давление 0,67 МПа). Нефть плотностью 869 кг/м^3 , кинематической вязкостью $0,1376 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ транспортируется в однофазном состоянии по выкидной линии длиной 10000 м, диаметром 311 мм к «Спутнику», находящемуся выше устья скважины на 12 м. Определить пропускную способность выкидной линии.

Решение:

1. Для трубопроводов круглого сечения площадь поперечного сечения оценивается как

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 0,785 \cdot d^2 = 0,785 \cdot 0,305^2 \text{ м}^2.$$

2. Расчёт линейной скорости потока по формуле (6.15):

$$\omega = \frac{Q}{S} = \frac{G}{\rho \cdot S} = \frac{3000}{869 \cdot 0,073} = 47,29 \text{ м/с.}$$

3. Расчёт числа Рейнольдса по формуле (6.22):

$$\text{Re} = \frac{\omega \cdot d}{\nu} = \frac{0,68 \cdot 0,311 \cdot 1000}{0,1376} = 15369 > 2320 \rightarrow \text{Область Блазиуса}$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} = 0,028.$$

4. Расчёт потерь давления по длине трубопровода по формуле (6.18):

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho \pm \Delta Z \cdot \rho \cdot g = 0,028 \cdot \frac{10000}{0,311} \cdot \frac{0,68^2}{2} \cdot 849 + 12 \cdot 849 \cdot 9,8 = 0,28 \text{ МПа}$$

5. Расчёт начального давления:

$$P_H = P_K + \Delta P = 0,6 + 0,28 = 0,88 \text{ МПа.}$$

6. Расчёт начального напора:

$$H_i = \frac{P_i}{\rho \cdot g} = \frac{0,88 \cdot 10^6}{849 \cdot 9,81} = 106 \text{ м.}$$

Ответ: H=106 м.

Задание:

На ДНС в сепараторе первой ступени поддерживается определенное давление. Известна длина сборного коллектора, идущего от «Спутника» до ДНС, его внутренний диаметр, абсолютная эквивалентная шероховатость ($\Delta=0,1$), разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, количество перекачиваемой нефти, ее плотность, кинематическая вязкость.

Определить необходимый начальный напор.

Таблица 6.2

Исходные данные к заданию 1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление конечное, МПа	0,6	0,2	0,5	0,8	0,4	0,6	0,3	0,5	0,1	0,4
Длина труб-да, км	10	9	8	4	12	5	15	4	20	10
Диаметр труб-да, мм	311	265	317	257	309	317	359	257	367	317
Разность геодезических отметок, м	12	-5	15	-8	10	5	-20	-3	-8	10
Массовый расход нефти, т/сут	3800	3200	3000	2500	3500	3200	4000	2500	3500	3200
Плотность нефти, кг/м ³	849	848	921	823	869	869	892	892	862	823
Кинематическая вязкость нефти*10 ⁻⁴ , м ² /с	0,1376	0,288	1,633	0,0835	0,403	0,403	0,397	0,397	0,1422	0,0835
Ответ, м	106	56	91	101	86	85	36	66,5	21	73

Продолжение таблицы 6.2

<i>Исходные данные</i>	<i>Варианты</i>									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Давление конечное, МПа	5	4	3	2	1	4	3,5	2	5,5	2,5
Длина труб-да, км	8	5	6	4	5	5	6	7	8	6
Диаметр труб-да, мм	211	205	200	205	211	305	317	265	305	265
Разность геодезических отметок, м	-5	10	-2	-3	3	8	7	-5	4	-6
Массовый расход нефти, т/сут	1900	2000	2000	1800	1600	3000	3200	2600	3000	2600
Плотность нефти, кг/м ³	870	870	840	823	824	892	869	851	823	851
Кинематическая вязкость нефти*10 ⁻⁴ , м ² /с	0,59	0,59	0,0765	0,0835	0,0514	0,397	0,403	1,64	0,0835	3,1
<i>Ответ, м</i>	<i>626</i>	<i>514</i>	<i>393,5</i>	<i>261</i>	<i>140</i>	<i>474,5</i>	<i>429</i>	<i>269,05</i>	<i>697</i>	<i>349,24</i>

Окончание таблицы 6.2

Исходные данные	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Давление конечное, МПа	1	3	6	5,5	5	4,5	4	3,5	3	2,5
Длина труб-да, км	7	9	12	11	10	9	8	7	6	5
Диаметр труб-да, мм	305	257	211	209	207	205	265	263	261	259
Разность геодезических отметок, м	10	-12	2	-2	3	-3	4	-4	5	-5
Массовый расход нефти, т/сут	3000	2500	2500	2400	2300	2200	3500	3400	3300	3200
Плотность нефти, кг/м ³	869	892	892	862	780	840	823	869	851	823
Кинематическая вязкость нефти*10 ⁻⁴ , м ² /с	0,403	0,397	0,397	0,1422	0,014	0,055	0,0835	0,403	3,1	0,0835
Ответ, м	141	358,5	782	717,5	705	589	530	441	439,55	323

6.1.4.2. Типовая задача

Пример:

Графоаналитически определить пропускную способность сборного коллектора, если известен начальный напор 150 м , длина коллектора 3000 м , его внутренний диаметр 150 мм , кинематическая вязкость $0,165 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$, абсолютная эквивалентная шероховатость $0,1 \text{ мм}$ и объемные расходы: $0,03$; $0,035$; $0,04$; $0,045$; $0,05 \text{ м}^3/\text{с}$.

Решение:

1. Определим площадь

$$S = 0,785 \cdot d^2 = 0,785 \cdot 0,150^2 = 0,0177 \text{ м}^2.$$

2. Определим скорость по формуле (6.1)

$$\omega_1 = \frac{Q_1}{S} = \frac{0,03}{0,0177} = 1,6985 \text{ м/с};$$

$$\omega_2 = \frac{Q_2}{S} = \frac{0,035}{0,0177} = 1,9816 \text{ м/с};$$

$$\omega_3 = \frac{Q_3}{S} = \frac{0,04}{0,0177} = 2,2647 \text{ м/с};$$

$$\omega_4 = \frac{Q_4}{S} = \frac{0,045}{0,0177} = 2,5478 \text{ м/с};$$

$$\omega_5 = \frac{Q_5}{S} = \frac{0,05}{0,0177} = 2,8309 \text{ м/с}.$$

3. Определим число Рейнольдса по формуле (6.22)

$$\text{Re}_1 = \frac{\omega_1 \cdot d}{\nu} = \frac{1,6985 \cdot 0,15}{0,165 \cdot 10^{-4}} = 16331,8635;$$

$$\text{Re}_2 = \frac{\omega_2 \cdot d}{\nu} = \frac{1,9816 \cdot 0,15}{0,165 \cdot 10^{-4}} = 19053,8407;$$

$$\text{Re}_3 = \frac{\omega_3 \cdot d}{\nu} = \frac{2,2647 \cdot 0,15}{0,165 \cdot 10^{-4}} = 21775,818;$$

$$\text{Re}_4 = \frac{\omega_4 \cdot d}{\nu} = \frac{2,5478 \cdot 0,15}{0,165 \cdot 10^{-4}} = 24497,7952;$$

$$\text{Re}_5 = \frac{\omega_5 \cdot d}{\nu} = \frac{2,8309 \cdot 0,15}{0,165 \cdot 10^{-4}} = 27219,7724.$$

$$10 \cdot \frac{d}{\Delta} = 10 \cdot \frac{0,15}{0,1} = 15000 \div 500 \cdot \frac{d}{\Delta} = 500 \cdot \frac{0,15}{0,1} = 750000 \rightarrow \text{зона шероховатых труб}$$

или смешанного трения ($10 \cdot \frac{d}{\Delta} < \text{Re} \leq 500 \cdot \frac{d}{\Delta}$):

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{\text{Re}} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25},$$

$\lambda_1=0,029;$
 $\lambda_2=0,0281;$
 $\lambda_3=0,0273;$
 $\lambda_4=0,0266;$
 $\lambda_5=0,0261.$

4. Определим потери напора на трение по формуле (6.16):

$$h_T = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} \quad \text{м,}$$

$h_{\text{тр}1.}=85,2816 \text{ м;}$
 $h_{\text{тр}2.}=112,3263 \text{ м;}$
 $h_{\text{тр}3.}=142,6862 \text{ м;}$
 $h_{\text{тр}4.}=176,3033 \text{ м;}$
 $h_{\text{тр}5.}=213,1315 \text{ м.}$

5. Строим график $hm=f(Q)$ и определяем пропускную способность сборного коллектора при известном начальном напоре.

Задание:

Графоаналитически определить пропускную способность сборного коллектора, если известен начальный напор, длина коллектора, его внутренний диаметр, разность геодезических отметок, плотность и кинематическая вязкость перекачиваемой нефти.

Таблица 6.3

Исходные данные к заданию 2

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Напор, м	160	120	110	90	105	115	110	180	110	105
Длина, м	2000	2500	2000	1000	1500	2000	1800	2000	1200	8000
Диаметр, мм	95	110	146	95	113	100	100	109	100	311
Кинематическая вязкость нефти $\cdot 10^{-4}$, м ² /с	0,076	0,2	0,2	0,076	0,2	0,25	1	0,59	0,25	0,137
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,2	0,2	0,2	0,2
Объемные расходы, м ³ /с										
Q ₁	0,018	0,018	0,02	0,025	0,030	0,012	0,013	0,016	0,012	0,10
Q ₂	0,016	0,016	0,025	0,022	0,025	0,013	0,014	0,018	0,014	0,12
Q ₃	0,014	0,014	0,03	0,020	0,022	0,014	0,015	0,019	0,016	0,14
Q ₄	0,012	0,012	0,04	0,018	0,020	0,015	0,016	0,020	0,018	0,16
Q ₅	0,010	0,010	0,05	0,016	0,018	0,016	0,017	0,022	0,020	0,18
Ответ, м ³ /с	0,0165	0,0167	0,038	0,0175	0,0223	0,0139	0,0147	0,0205	0,018	0,137

Продолжение таблицы 6.3

Исходные данные	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Напор, м	100	230	125	425	95	1100	65	45	70	105
Длина, м	1000	2000	1000	3000	2500	6000	2000	1000	900	4500
Диаметр, мм	100	100	100	105	256	95	112	93	235	146
Кинематическая вязкость нефти*10 ⁻⁴ , м ² /с	0,25	0,28	0,25	0,2	0,08	0,65	0,14	0,076	0,25	0,09
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,2	0,2	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,1	0,1
Объемные расходы, м ³ /с										
Q ₁	0,012	0,018	0,03	0,01	0,10	0,025	0,012	0,018	0,10	0,03
Q ₂	0,014	0,019	0,025	0,015	0,12	0,022	0,014	0,016	0,12	0,025
Q ₃	0,016	0,02	0,02	0,02	0,14	0,020	0,016	0,014	0,14	0,02
Q ₄	0,018	0,021	0,015	0,025	0,16	0,018	0,018	0,012	0,16	0,015
Q ₅	0,02	0,022	0,01	0,03	0,18	0,016	0,020	0,010	0,18	0,01
Ответ, м ³ /с	0,0188	0,0201	0,0222	0,026	0,154	0,0212	0,0147	0,0113	0,167	0,027

Исходные данные	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Напор, м	95	130	80	125	70	75	115	60	85	130
Длина, м	2700	2000	1000	1000	5500	2800	2800	1500	1900	6500
Диаметр, мм	115	115	120	85	198	120	156	105	115	305
Кинематическая вязкость нефти* 10^{-4} , м ² /с	0,95	0,28	0,25	0,32	0,07	0,022	0,2	0,25	0,25	0,137
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,2	0,2	0,2	0,15	0,1	0,15	0,15	0,15	0,15	0,1
Объемные расходы, м ³ /с										
Q ₁	0,013	0,018	0,03	0,012	0,02	0,012	0,02	0,012	0,012	0,10
Q ₂	0,014	0,019	0,025	0,013	0,025	0,014	0,025	0,013	0,014	0,12
Q ₃	0,015	0,02	0,02	0,014	0,03	0,016	0,03	0,014	0,016	0,14
Q ₄	0,016	0,021	0,015	0,015	0,04	0,018	0,04	0,015	0,018	0,16
Q ₅	0,017	0,022	0,01	0,016	0,05	0,020	0,05	0,016	0,02	0,18
Ответ, м ³ /с	0,0156	0,0213	0,0270	0,0134	0,044	0,0184	0,039	0,0132	0,0177	0,17

6.1.4.3. Типовая задача

Пример:

Задан перепад давления на сборном коллекторе $\Delta P = 0,08$ МПа. Известны: массовый расход нефти $G = 824$ т/сут, плотность нефти $\rho = 870$ кг/м³ и ее кинематическая вязкость $\nu = 0,8 \cdot 10^{-4}$ м²/с, длина его $L = 13$ км, шероховатость стенок трубы $\Delta = 0,15$ мм, $d_1 = 0,25$, $d_2 = 0,29$, $d_3 = 0,35$, $d_4 = 0,4$, $d_5 = 0,45$ м. Определить диаметр коллектора для перекачки нефти.

Задача такого типа решается графоаналитическим способом, поскольку коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от числа Рейнольдса, а, следовательно, и от неизвестного диаметра.

Решение:

1. Находим скорость по формуле (6.15)

$$\omega_1 = \frac{Q}{S} = \frac{G}{\rho \cdot S} = \frac{(824 \cdot 1000 / 3600)}{870 \cdot 0,785 \cdot 0,25^2} = 0,22 \text{ м/с};$$

$$\omega_2 = 0,17 \text{ м/с}; \omega_3 = 0,11 \text{ м/с}; \omega_4 = 0,09 \text{ м/с}; \omega_5 = 0,07 \text{ м/с}.$$

2. Находим параметр Рейнольдса по формуле (6.22)

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d}{\nu} = 698,22;$$

$$Re_2 = 601,92; Re_3 = 498,73; Re_4 = 436,39; Re_5 = 387,90.$$

Так параметр Рейнольдса меньше 2320, следовательно, ламинарный режим течения.

3. Определим коэффициент гидравлического сопротивления по формуле (6.21):

$$\lambda = \frac{64}{Re},$$

$$\lambda_1 = 0,0917; \lambda_2 = 0,1063; \lambda_3 = 0,1283; \lambda_4 = 0,1467; \lambda_5 = 0,1650.$$

4. Определим перепад давления по формуле (6.14):

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho,$$

$$\Delta P_1 = 0,1035 \text{ МПа}; \Delta P_2 = 0,0572 \text{ МПа}; \Delta P_3 = 0,0269 \text{ МПа}; \Delta P_4 = 0,0158 \text{ МПа}; \Delta P_5 = 0,0099 \text{ МПа}.$$

5. Строим график $\Delta P_Z = f(d)$. Используя этот график и заданный перепад давления, определяем требуемый диаметр коллектора.

Задание:

Задан перепад давления на сборном коллекторе ΔP . Известны: массовый расход нефти G , плотность нефти ρ и ее кинематическая вязкость ν , длина его L , шероховатость стенок трубы Δ . Определить диаметр коллектора для перекачки нефти.

Таблица 6.4

Исходные данные к заданию 3

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,1	0,1	0,1	0,15	0,2	0,1	0,15	0,2	0,1	0,15
Массовый расход нефти, т/сут	2740	8220	2740	1900	2500	3500	4000	5000	6000	3000
Перепад давления, МПа	0,25	0,15	0,02	0,3	0,04	0,25	0,25	0,3	0,3	0,065
Длина, км	18	10	15	10	12	15	20	30	20	15
Плотность нефти, кг/м ³	860	860	860	849	848	848	870	869	870	892
Кинематическая вязкость нефти*10 ⁻⁴ , м ² /с	0,6	1,437	0,137	0,137	2,6	1,633	0,590	0,403	0,59	0,397
Диаметры, м										
d ₁	0,20	0,30	0,40	0,20	0,50	0,25	0,25	0,30	0,30	0,35
d ₂	0,25	0,35	0,45	0,25	0,55	0,30	0,30	0,35	0,35	0,40
d ₃	0,30	0,40	0,50	0,30	0,60	0,35	0,35	0,40	0,40	0,45
d ₄	0,35	0,45	0,55	0,35	0,65	0,40	0,40	0,45	0,45	0,50
d ₅	0,40	0,50	0,60	0,40	0,70	0,45	0,45	0,50	0,50	0,55
Ответ, м	0,31	0,447	0,456	0,225	0,55	0,355	0,37	0,41	0,413	0,405

Продолжение таблицы 6.4

<i>Исходные данные</i>	<i>Варианты</i>									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,2	0,1	0,15	0,15	0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0,15
Массовый расход нефти, т/сут	3000	7200	3200	2900	4600	5800	4300	5250	4300	3200
Перепад давления, МПа	0,55	0,25	0,02	0,45	0,02	0,25	0,7	0,5	0,25	0,065
Длина, км	11	10	18	10	12	6	14	18	13	14
Плотность нефти, кг/м ³	860	860	856	849	848	848	870	870	860	875
Кинематическая вязкость нефти*10 ⁻⁴ , м ² /с	0,6	1,437	0,137	0,137	0,6	1,8	0,7	1,4	1,7	0,5
Диаметры, м										
d ₁	0,22	0,30	0,5	0,22	0,50	0,23	0,25	0,30	0,30	0,35
d ₂	0,25	0,35	0,55	0,25	0,55	0,25	0,30	0,35	0,35	0,40
d ₃	0,3	0,40	0,6	0,30	0,58	0,3	0,35	0,40	0,40	0,45
d ₄	0,35	0,45	0,65	0,35	0,65	0,35	0,40	0,45	0,45	0,50
d ₅	0,4	0,50	0,7	0,40	0,70	0,4	0,45	0,50	0,50	0,55
<i>Ответ, м</i>	0,24	0,412	0,513	0,235	0,57	0,337	0,288	0,338	0,37	0,417

Исходные данные	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,15	0,1	0,2	0,15	0,2	0,15	0,15	0,1	0,1	0,2
Массовый расход нефти, т/сут	1750	6020	5500	4600	8800	1200	4300	4000	6050	2000
Перепад давления, МПа	0,75	0,65	0,2	1,25	0,1	0,45	1,1	0,25	0,7	0,4
Длина, км	18	10	17	10	11	19	20	23	20	14
Плотность нефти, кг/м ³	850	865	855	846	877	890	845	888	836	864
Кинематическая вязкость нефти*10 ⁻⁴ , м ² /с	0,397	1,437	0,135	0,167	1,2	1,2	0,7	0,95	1,3	0,6
Диаметры, м										
d ₁	0,17	0,3	0,25	0,20	0,4	0,17	0,25	0,3	0,3	0,22
d ₂	0,2	0,32	0,3	0,25	0,45	0,2	0,3	0,32	0,35	0,23
d ₃	0,25	0,4	0,35	0,30	0,5	0,25	0,35	0,4	0,38	0,3
d ₄	0,3	0,45	0,4	0,35	0,55	0,3	0,4	0,45	0,45	0,35
d ₅	0,35	0,5	0,45	0,40	0,6	0,35	0,5	0,5	0,5	0,4
Ответ, м	0,21	0,417	0,39	0,233	0,527	0,238	0,285	0,332	0,358	0,237

6.2. Гидравлические расчёты сложных трубопроводов

Различают четыре категории сложных трубопроводов:

- I. Коллектор постоянного диаметра с распределенным по длине отбором продукции (раздаточный коллектор в резервуарах, отстойниках, сепараторах).
- II. Сборный коллектор переменного диаметра с распределенным по длине поступлением продукции (система сбора скважинной продукции).
- III. Коллектор с параллельным участком трубопровода (байпас на водоводах).
- IV. Замкнутый коллектор (кольцевой водовод).

6.2.1. Гидравлический расчет трубопровода I категории

Введем понятие о двух расходах:

- транзитный расход жидкости Q_T , который поступает на участки, примыкающие к рассматриваемому;
- путевой расход жидкости (Q_{II} – суммарный путевой расход жидкости), который отбирается по длине коллектора через как сумма всех отборов q_i по длине.

Уравнение материального баланса

$$Q = Q_T + Q_{II} = Q_T + \sum_{i=1}^n q_i, \quad (6.34)$$

где q_i – объёмные расходы жидкости в ответвлениях.

Расчетная схема сложного трубопровода I категории представлена на рис. 6.2.

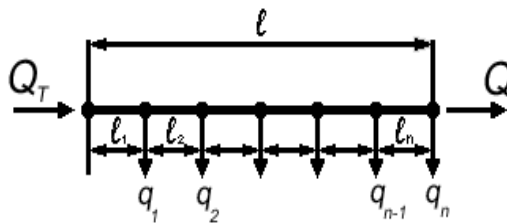


Рис. 6.2. Расчетная схема сложного трубопровода I категории

Поскольку диаметр раздаточного коллектора одинаков на всем протяжении, а расходы жидкости на различных участках разные, то и режимы течения на каждом участке могут быть разные (рис. 6.2).

Перепад давления при расчете сложных трубопроводов можно рассчитывать и по формуле Дарси-Вейсбаха и по формуле Лейбензона:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m \cdot l}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g, \quad \text{Па.} \quad (6.35)$$

Для рассматриваемого случая перепад на 1-ом участке трубопровода будет:

$$P - P_1 = \beta_1 \cdot \frac{(Q_T)^{2-m} \cdot v^m \cdot l_1}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g. \quad (6.36)$$

На втором участке:

$$P_1 - P_2 = \beta_2 \cdot \frac{(Q_T - q_1)^{2-m} \cdot v^m \cdot l_2}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g. \quad (6.37)$$

На n-ом участке:

$$P_{n-1} - P_n = \beta_n \cdot \frac{[Q_T - (q_1 + q_2 + \dots + q_{n-1})]^{2-m} \cdot v^m \cdot l_n}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g. \quad (6.38)$$

Общий перепад по всей длине коллектора:

$$P - P_n = \frac{v^m \cdot \rho \cdot g}{d} \cdot \left[\sum_{i=1}^{n-1} \left(Q_T - \sum_{i=1}^{n-1} q_i \right)^{2-m} \cdot l_i \cdot \beta_i \right]. \quad (6.39)$$

Таким образом, для сложного трубопровода I категории общий перепад давления равен сумме падений давления по участкам:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i. \quad (6.40)$$

Алгоритм решения задачи на определение перепада давления:

1. Находятся скорости движения жидкости по участкам.
2. Для каждого участка трубопровода определяется режим движения жидкости по значению параметра Re и ε .
3. Рассчитывается коэффициент гидравлического сопротивления λ , если расчет ведется по формуле Дарси-Вейсбаха, или выбираются по табл. 6.1 значения коэффициентов β и m , если расчет ведется по формуле Лейбензона.
4. Рассчитываются потери давления на каждом участке.
5. Рассчитывается общая потеря давления по всей длине коллектора, как сумма потерь на отдельных участках.

6.2.2. Гидравлический расчет трубопровода II категории

Возможно два варианта трубопроводов данной категории.

Первый – последовательное соединение труб разного диаметра. В этом случае расход жидкости остается постоянным по всей длине трубопровода $Q = const$, а потери напора в трубопроводе будут равны сумме потерь напора на участках:

$$h_{T \text{ общ}} = h_{T1} + h_{T2} + \dots + h_i. \quad (6.41)$$

Второй вариант – переменный диаметр трубопровода и переменный по длине расход.

Уравнение материального баланса:

$$Q = Q_T + Q_{II} = Q_T + \sum_{i=1}^n q_i. \quad (6.42)$$

Так как диаметры труб по участкам разные, то на разных участках возможны различные режимы течения (рис. 6.3).

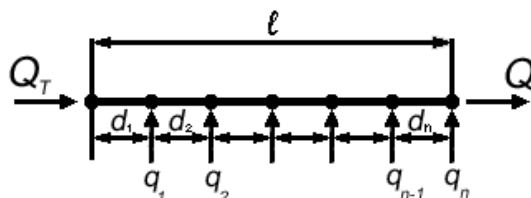


Рис. 6.3. Расчетная схема сложного трубопровода II категории

Алгоритм задачи на определение потери давления по всему трубопроводу аналогичен алгоритму предыдущей задачи.

6.2.3. Гидравлический расчет трубопровода III категории

Ответвления от основной магистрали могут быть замкнутыми и разомкнутыми.

Для замкнутых ответвлений – лупингов (от англ. – петля) – справедливы соотношения:

1. Расход, проходящий через весь разветвленный участок, равен сумме расходов в отдельных ветвях:

$$Q_{\text{общ}} = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n. \quad (6.43)$$

- Потери напора для всего разветвления и в любой его ветви равны между собой, так как разность напоров в точках А и В одинакова для всех ветвей:

$$h_{\text{общ}} = h_1 = h_2 = h_n = H_A - H_B, \quad (6.44)$$

где $Q_{\text{общ}}$ и $h_{\text{общ}}$ – соответственно расход и потери напора на всем разветвленном участке.

Характеристика сложного трубопровода, имеющего замкнутое ответвление представлена на рис. 6.4.

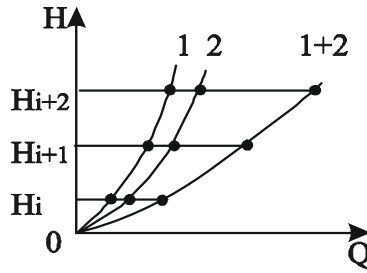


Рис. 6.4. Характеристика сложного трубопровода, имеющего замкнутое ответвление

6.2.4. Увеличение пропускной способности трубопровода

Для увеличения пропускной способности трубопровода можно использовать или вставку большего диаметра или лупинг. Ответить на вопрос: «Что лучше?» поможет расчет гидравлического уклона: лучшим будет тот вариант, где i – минимально.

Если трубопровод имеет вставку другого диаметра d_B , то гидравлический уклон в этой вставке определяется через гидравлический уклон и диаметр основной трубы:

$$i_B = i \cdot \left(\frac{d}{d_B} \right)^{5-m} \quad (6.45)$$

при этом $Q_B = Q$.

Если на трубопроводе есть замкнутый параллельный участок (лупинг), диаметром d_L , то его гидравлический уклон также определяется через гидравлический уклон и диаметр основного трубопровода:

$$i_L = \frac{i}{\left[1 + \left(\frac{d_L}{d} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}} \quad (6.46)$$

В этих формулах предполагается, что характер течения в основной трубе, во вставке и лупинге одинаков, то есть m – одинаково.

Если $d_L = d$, тогда при ламинарном течении ($m = 1$):

$$i_L = 0,5 \cdot i; \quad (6.47)$$

при турбулентном, если $m = 0,25$:

$$i_L = 0,296 \cdot i; \quad (6.48)$$

если $m = 0$:

$$i_L = 0,25 \cdot i. \quad (6.49)$$

Чтобы проверить режим в лупинге, нужно знать расход жидкости через него. Как рассчитать его, зная расход в основной магистрали и диаметры трубопроводов?

Суммарный расход на сдвоенном участке:

$$Q = Q_L + Q_M, \quad (6.50)$$

где Q_L – расход в лутинге;

Q_M – расход в основной магистрали на сдвоенном участке;

Q – расход в одиночном трубопроводе.

Исходя из равенства потерь напора (или давления) на сдвоенном участке: $\Delta P_L = \Delta P_M$ и воспользовавшись формулой Лейбензона для расчета потери давления, можно записать для основного и параллельного трубопроводов:

$$\frac{Q_L^{2-m}}{d_L^{5-m}} = \frac{Q_M^{2-m}}{d_M^{5-m}}. \quad (6.51)$$

Сделаем преобразования:

$$\left(\frac{Q_L}{Q_M}\right)^{2-m} = \left(\frac{d_L}{d_M}\right)^{5-m} \quad \frac{Q_L}{Q_M} = \left(\frac{d_L}{d_M}\right)^{\frac{5-m}{2-m}} \quad Q_L = Q_M \cdot \left(\frac{d_L}{d_M}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}. \quad (6.52)$$

Общий расход:

$$Q = Q_M + Q_M \cdot \left(\frac{d_L}{d_M}\right)^{\frac{5-m}{2-m}} = Q_M \cdot \left[1 + \left(\frac{d_L}{d_M}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right], \quad d_M = d. \quad (6.53)$$

Отсюда:

$$Q_M = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d_L}{d}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}}, \quad (6.54)$$

$$Q_L = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d}{d_L}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}}. \quad (6.55)$$

6.2.4.1. Типовая задача

Пример:

В начало сборного коллектора длиной 10 км, диаметром 0,2 м подают товарную нефть в количестве 180 м³/ч, вязкостью 20 мПа·с и плотностью 800 кг/м³. Из сборного коллектора нефть отбирают в трех точках, соответственно, 20 м³/ч, 50 м³/ч, 100 м³/ч.

Решение:

Алгоритм решения данной задачи заключается в представлении сложного трубопровода состоящим из нескольких участков, различаю-

щихся по величине расходов. Каждый участок рассчитывается отдельно как простой трубопровод. Общий перепад давления равен сумме потерь давления по участкам.

1. Вначале определяют скорость нефти до первой точки отбора

$$\omega_1 = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot G}{(\pi \cdot d^2) \cdot \rho} = \frac{4 \cdot 180}{(3600 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 800 \cdot 10^{-3})} = 1,98 \text{ м/с.}$$

2. Режим движения на данном участке турбулентный, так как

$$\text{Re}_1 = \frac{\omega_1 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,98 \cdot 0,2 \cdot 800}{20 \cdot 10^{-3}} = 15750 > 2320 \text{ (зона Блазиуса).}$$

3. Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяют для каждого участка в отдельности.

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} = \frac{0,3164}{15750^{0,25}} = 0,028.$$

4. Потери давления на первом участке определяют по формуле:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho,$$

$$\Delta P = 0,028 \cdot \frac{4000}{0,2} \cdot \frac{1,98^2}{2} \cdot 800 = 0,875 \text{ МПа.}$$

5. Для определения потерь давления на втором участке вначале рассчитывают скорость потока нефти

$$\omega_2 = \frac{(G - q_1)}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180 - 20)}{(3600 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 800 \cdot 10^{-3})} = 1,76 \text{ м/с.}$$

6. Режим движения на данном участке турбулентный, так как

$$\text{Re}_2 = \frac{\omega_2 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,76 \cdot 0,2 \cdot 800}{20 \cdot 10^{-3}} = 14200 > 2320;$$

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{14200^{0,25}} = 0,0292.$$

7. Потери давления на втором участке

$$\Delta P_2 = 0,0292 \cdot \frac{200}{0,2} \cdot \frac{1,76^2}{2} \cdot 800 = 0,337 \text{ МПа.}$$

8. Аналогично скорость нефти на третьем участке:

$$\omega_3 = \frac{(G - (q_1 + q_2))}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180 - (20 + 50))}{(3600 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 800 \cdot 10^{-3})} = 1,21 \text{ м/с.}$$

9. Режим движения на данном участке турбулентный, так как

$$\text{Re}_3 = \frac{\omega_3 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,21 \cdot 0,2 \cdot 800}{20 \cdot 10^{-3}} = 9560 > 2320.$$

10. Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{9560^{0,25}} = 0,0321.$$

11. Потери давления на третьем участке

$$\Delta P_3 = 0,0321 \cdot \frac{3000}{0,2} \cdot \frac{1,21^2}{2} \cdot 800, = 0,278 \text{ МПа}.$$

12. Скорость нефти на четвертом участке

$$\omega_3 = \frac{(G - (q_1 + q_2 + q_3))}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180 - (20 + 50 + 100))}{(3600 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 800 \cdot 10^{-3})} = 1,11 \text{ м/с}.$$

13. Режим движения на данном участке:

$$\text{Re}_4 = \frac{\omega_4 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,11 \cdot 0,2 \cdot 800}{20 \cdot 10^{-3}} = 884 > 2320.$$

14. Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_4 = \frac{64}{\text{Re}} = \frac{64}{884} = 0,072.$$

15. Потери давления на четвертом участке

$$\Delta P_3 = 0,072 \cdot \frac{2800}{0,2} \cdot \frac{1,11^2}{2} \cdot 800, = 4879 \text{ Па}.$$

Общий перепад давления получают при сложении перепадов на отдельных участках

$$\Delta P = \sum P_i = 0,875 + 0,037 + 0,278 + 0,049 = 1,24 \text{ МПа}.$$

Задание:

Расстояния от начала коллектора и до точек отбора нефти, следующие l_1, l_2 . Определить общий перепад давления ΔP , если начальное давление равно P . Сборный коллектор проложен горизонтально и местных сопротивлений не имеет.

Таблица 6.5

Исходные данные к заданию 1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Длина трубопровода, км	10	8	6	12	15	7	5	9	4	3
Длина первого участка, м	3500	2000	3000	6000	5000	1500	2000	3000	1000	1000
Длина второго участка, м	1000	2000	500	2000	3000	2500	1000	3000	1000	1000
Диаметр трубопровода, мм	205	219	312	426	426	312	217	219	247	219
Массовый расход нефти, т/ч	180	200	250	270	260	240	210	230	190	235
Отбор на 1 участке, т/ч	30	50	40	45	50	40	20	45	25	35
Отбор на 2 участке, т/ч	40	20	40	30	20	30	30	45	35	50
Плотность нефти, кг/м ³	870	842	856	880	864	870	832	815	823	854
Динамическая вязкость нефти, Па*с	0,050	0,0149	0,023	0,002	0,04	0,025	0,032	0,027	0,019	0,012
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,15	0,10	0,12	0,15	0,10	0,12	0,15	0,10	0,12	0,01
Ответы, МПа	1,503	0,784	0,216	0,062	0,143	0,215	0,876	1,486	0,243	0,421

Продолжение таблицы 6.5

<i>Исходные данные</i>	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Длина трубопровода, км	9	5	11	14	6	9	4	10	4	7
Длина первого участка, м	4200	1000	2500	6300	3000	1500	2000	5000	1500	3000
Длина второго участка, м	1000	3200	3500	2600	1000	4500	500	2800	1000	1300
Диаметр трубопровода, мм	200	319	242	405	426	290	215	236	247	370
Массовый расход нефти, т/ч	180	160	230	370	210	340	110	230	220	235
Отбор на 1 участке, т/ч	40	35	50	45	30	20	40	35	45	25
Отбор на 2 участке, т/ч	30	15	20	40	15	10	30	45	25	30
Плотность нефти, кг/м ³	856	870	848	864	820	840	850	815	833	869
Динамическая вязкость нефти, Па·с	0,060	0,015	0,031	0,012	0,004	0,042	0,052	0,031	0,019	0,011
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,12	0,10	0,15	0,10	0,11	0,01	0,15	0,14	0,16	0,03
<i>Ответы, МПа</i>	<i>1,770</i>	<i>0,059</i>	<i>1,084</i>	<i>0,261</i>	<i>0,027</i>	<i>1,080</i>	<i>0,191</i>	<i>1,392</i>	<i>0,330</i>	<i>0,086</i>

Окончание таблицы 6.5

<i>Исходные данные</i>	<i>Варианты</i>									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Длина трубопровода, км	11	14	3	9	4	12	6	8	13	5
Длина первого участка, м	5500	4000	1000	3600	1500	3500	2200	3000	4800	1400
Длина второго участка, м	2000	4000	1500	5000	1000	3500	2800	2000	5400	1500
Диаметр трубопровода, мм	295	215	286	366	210	236	257	409	284	332
Массовый расход нефти, т/ч	210	150	250	240	180	255	160	330	246	235
Отбор на 1 участке, т/ч	20	55	35	40	50	30	25	45	45	40
Отбор на 2 участке, т/ч	10	30	20	35	15	25	40	45	20	30
Плотность нефти, кг/м ³	876	840	864	873	855	869	878	840	842	836
Динамическая вязкость нефти, Па·с	0,06	0,0137	0,025	1,02	0,014	0,033	0,42	0,06	0,033	0,078
Давление начальное, МПа	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,0	3,4	3,6	3,8	4,0
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,12	0,15	0,1	0,2	0,13	0,11	0,15	0,10	0,014	0,14
<i>Ответы, МПа</i>	<i>0,546</i>	<i>0,733</i>	<i>0,176</i>	<i>1,423</i>	<i>0,427</i>	<i>1,870</i>	<i>1,024</i>	<i>0,169</i>	<i>0,803</i>	<i>0,137</i>

6.2.4.2. Типовая задача

Пример:

На нефтепроводе диаметром 500 мм, перекачивающем 70,0 т/ч нефти с плотностью 820 кг/м³ и вязкостью 0,4 см²/с, имеется сдвоенный участок из труб с внутренним диаметром 300 мм и 500 мм одинаковой длины. Определить расходы и гидравлический уклон на сдвоенном участке.

Решения:

1. Вычисляем объемный расход нефти:

$$Q = \frac{G \cdot 10^3}{\rho \cdot 3600} = \frac{70 \cdot 10^3}{820 \cdot 3600} = 0,0237 \text{ , } \text{ м}^3/\text{с} .$$

2. Рассчитываем скорость движения в трубопроводе:

$$\omega = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2 \cdot (10^{-3})^2} = \frac{4 \cdot 0,0237}{3,14 \cdot 0,5^2} = 0,1208, \text{ м/с} .$$

3. Рейнольдс:

$$\text{Re} = \frac{\omega \cdot d}{\nu} = \frac{\omega \cdot d \cdot 10^{-3}}{\nu} = \frac{0,1208 \cdot 0,5}{0,4 \cdot 10^{-4}} = 1510,3654 .$$

4. Определение режима движения и зоны сопротивления. Каждому режиму движения соответствуют коэффициенты формулы Лейбензона. (таблица 6.1.)

5. Рассчитываем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m} \cdot (10^{-3})^{5-m}} = 4,1596 \frac{0,0237 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4}}{0,5^4} = 0,631 \cdot 10^{-4} .$$

6. Скорость движения во вставке:

Расход через вставку равен расходу в трубопроводе, поэтому:

$$\omega_B = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2 \cdot (10^{-3})^2} = \frac{4 \cdot 0,0237}{3,14 \cdot 0,55^2} = 0,09986, \text{ м/с} .$$

7. Рейнольдс:

$$\text{Re}_B = \frac{\omega_B \cdot d_B \cdot 10^{-3}}{\nu} = \frac{0,09986 \cdot 0,55}{0,4 \cdot 10^{-4}} = 1373,0595 .$$

8. Определение режима движения и выбор зоны сопротивления во вставке.

9. Расход через лупинг

$$Q_{\text{л}} = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d}{d_{\text{л}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}} = \frac{0,0237}{1 + \left(\frac{500}{500}\right)^4} = 0,01186, \text{ м}^3/\text{с} .$$

10. Скорость в лупинге:

$$\omega_{\text{Л}} = \frac{4 \cdot Q_{\text{Л}}}{\pi \cdot d_{\text{Л}}^2 \cdot (10^{-3})^2} = \frac{4 \cdot 0,01186}{3,14 \cdot 0,5^2} = 0,0604, \text{ м/с}.$$

11. Рейнольдс:

$$\text{Re}_{\text{Л}} = \frac{\omega_{\text{Л}} \cdot d_{\text{Л}} \cdot 10^{-3}}{\nu} = \frac{0,0604 \cdot 0,5}{0,4 \cdot 10^{-4}} = 755,1827.$$

12. Определение режима движения и выбор зоны сопротивления для лупинга.

13. Если режимы движения и зоны сопротивления в трубопроводе, вставке и лупинге одинаковы, тогда: определяем гидравлические уклоны вставки и лупинга. (Если нет – решение прекращаем, требуется изменить диаметры лупинга или вставки)

14. Гидравлический уклон вставки:

$$i_{\text{В}} = i \cdot \left(\frac{d}{d_{\text{В}}} \right)^{5-m} = 0,631 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{500}{550} \right)^4 = 0,431 \cdot 10^{-4}.$$

15. Гидравлический уклон лупинга:

$$i_{\text{Л}} = \frac{i}{\left[1 + \left(\frac{d_{\text{Л}}}{d} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}} = \frac{0,631 \cdot 10^{-4}}{1 + \left(\frac{500}{500} \right)^4} = 0,316 \cdot 10^{-4}.$$

16. Сравниваем величину снижения потерь напора при вставке и при лупинге:

$$n_{\text{В}} = \frac{i}{i_{\text{В}}} = \frac{0,631 \cdot 10^{-4}}{0,431 \cdot 10^{-4}} = 1,4641 \quad \text{И} \quad n_{\text{Л}} = \frac{i}{i_{\text{Л}}} = \frac{0,631 \cdot 10^{-4}}{0,316 \cdot 10^{-4}} = 2.$$

Если $n_{\text{В}} > n_{\text{Л}}$ при вставке, если $n_{\text{В}} < n_{\text{Л}}$ при лупинге.

В нашем случае $n_{\text{В}} < n_{\text{Л}}$ при лупинге.

Задание:

Определить расходы и гидравлический уклон на сдвоенном участке нефтепровода с известным диаметром d , расходом Q/G , плотностью ρ и вязкостью ν . На нефтепроводе имеется сдвоенный участок из труб с внутренним диаметром $d_{\text{В}}$ и $d_{\text{Л}}$ одинаковой длины.

Таблица 6.6

Исходные данные к заданию 2

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Объект	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	вода	вода
Расход	30 дм ³ /с	8 дм ³ /с	8 дм ³ /с	300 м ³ /ч	182 т/ч	300 м ³ /ч	182 т/ч	900 т/сут	8 дм ³ /с	8 дм ³ /с
Плотность жидкости, кг/м ³	819	860	860	910	895	910	895	860	991	991
Кинематич. вязкость, 10 ⁻⁴ м ² /с	0,0182	0,5	0,5	0,5	0,42	0,5	0,42	0,15	0,00666	0,00666
Диаметр трубы, мм	150	100	100	257	156	257	156	205	80	80
Диаметр вставки, мм	200	150	150	309	203	308	203	309	100	100
Диаметр лупинга, мм	100	100	150	257	156	257	203	205	50	80
Абсолютная эквивалент- ная шероховатость, мм	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,5
Ответы:	Вст.	Вст.	Луп.	Вст.	Вст.	Вст.	Луп.	Вст.	Вст.	Вст.

Продолжение таблицы 6.6

Исходные данные	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Объект	вода	вода	вода	вода	вода	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть
Расход	5 дм ³ /с	18 дм ³ /с	18 дм ³ /с	20 дм ³ /с	20 дм ³ /с	180 т/ч	180 т/ч	180 т/ч	80 т/ч	80 т/ч
Плотность жидкости, кг/м ³	1000	1000	1000	996	996	870	870	870	849	849
Кинематич. вязкость, 10 ⁻⁴ м ² /с	0,0131	0,0131	0,0131	0,008	0,008	0,575	0,575	0,575	0,1376	0,1376
Диаметр трубы, мм	100	100	100	100	100	205	211	209	205	205
Диаметр вставки, мм	156	156	130	130	125	257	257	257	257	211
Диаметр лупинга, мм	156	100	156	130	130	205	257	209	257	211
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ответы:	Луп.	Вст.	Луп.	Луп.	Луп.	Луп.	Луп.	Луп.	Луп.	Луп.

Окончание таблицы 6.6

Исходные данные	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Объект	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть
Расход	90 т/ч	90 т/ч	85 т/ч	80 т/ч	185 т/ч	185 т/ч	185 т/ч	208 т/ч	208 т/ч	208 т/ч
Плотность жидкости, кг/м ³	921	921	870	870	869	869	869	892	892	892
Кинематич. вязкость, ·10 ⁻⁴ м ² /с	1,633	1,633	0,59	0,59	0,403	0,403	0,403	0,397	0,397	0,397
Диаметр трубы, мм	211	211	257	257	267	267	267	309	309	309
Диаметр вставки, мм	257	257	309	309	309	359	315	359	359	359
Диаметр лупинга, мм	257	211	309	257	309	359	315	359	315	309
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ответы:	Дуп.	Вст.	Дуп.	Вст.	Дуп.	Дуп.	Дуп.	Дуп.	Дуп.	Дуп.

6.3. Расчет трубопроводов при неизотермическом движении однофазной жидкости

Говоря об изотермическом движении однофазных жидкостей по трубопроводам, мы полагали, что температура, а следовательно, плотность и вязкость жидкости, остается неизменной на всем протяжении потока и в любой точке его поперечного сечения. Однако, реальные потоки жидкости или подогревают в различных печах или теплообменниках или их естественная теплота рассеивается в окружающей среде.

При движении продукции скважины от забоя к устью и далее до установок подготовки нефти происходит постепенное понижение температуры и разгазирование флюидов (нефти и воды), транспортируемых по одному трубопроводу. С понижением температуры и разгазированием флюидов увеличивается вязкость нефти (эмульсии), понижается Re и, в конечном итоге, увеличивается гидравлическое сопротивление:

$$t \downarrow \rightarrow \nu \uparrow \rightarrow Re \downarrow \rightarrow \lambda \uparrow.$$

Падение температуры и глубокое разгазирование особенно нежелательны для высоковязких и парафинистых нефтей.

Также по этой причине транспортирование нефтей на месторождениях Севера должно осуществляться в газонасыщенном состоянии, чтобы снизить их вязкость, а следовательно, и потери от гидравлических сопротивлений.

Последняя ступень сепарации в данном случае должна устанавливаться на центральном пункте сбора нефти или на НПЗ.

Знание законов распределения температуры флюидов по длине нефтепровода необходимо как для проектировщиков нефтесборной системы, так и для эксплуатационников: для правильной расстановки подогревателей и настройки режима их работы.

Для установления закона изменения температуры жидкости по длине трубопровода выделим на расстоянии X от начала трубопровода элементарный участок длиной dX и составим для него уравнение теплового баланса.

Потери теплоты от элементарного участка dX в единицу времени в окружающую среду составят:

$$dq = k(t - t_0) \cdot \pi \cdot d \cdot dX, \quad (6.56)$$

где $\pi \cdot d \cdot dX$ – поверхность охлаждения элементарного участка, м;

k – коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду.

При движении жидкости через рассматриваемый участок dX она охладится на dt °С и потеряет количество теплоты, равное:

$$d_q = -G \cdot C_p \cdot dt. \quad (6.57)$$

- так как температура жидкости по мере удаления от начала трубопровода падает.

При установившемся режиме потери теплоты жидкостью должны быть равны теплоте, отдаваемой ею в окружающую среду:

$$k(t-t_0) \cdot \pi \cdot d \cdot dX = -G \cdot C_p \cdot dt, \quad (6.58)$$

где k – коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду, Вт/(м² К);

t – температура жидкости на расстоянии X от начала трубопровода;

t_0 – температура окружающей среды;

d – внутренний диаметр трубопровода;

G – массовый расход нефти, кг/с;

C_p – удельная массовая теплоемкость нефти, кДж/(кг град).

При этом $t_H > t > t_0$.

При стационарном режиме изменением k по длине трубопровода можно пренебречь.

Формулу Шухова используют для расчета температуры в любой точке неизотермического трубопровода:

$$t = t_0 + (t_H - t_0) \cdot e^{\frac{-k \cdot \pi \cdot d \cdot x}{G \cdot C_p}}. \quad (6.59)$$

Это и есть закон распределения температуры жидкости по длине трубопровода.

Температура в конечной точке трубопровода при $x=l$

$$t_K = t_0 + (t_H - t_0) \cdot e^{-Шу}, \quad (6.60)$$

где $Шу$ – параметр Шухова:

$$Шу = \frac{k \cdot \pi \cdot d \cdot l}{G \cdot C_p}. \quad (6.61)$$

В неизотермическом трубопроводе в общем случае могут наблюдаться два режима течения: на начальном участке при сравнительно высокой температуре жидкости – турбулентный режим, а в конце – ламинарный. Температура, соответствующая переходу турбулентного режима в ламинарный, называется *критической*:

$$t_{KP} = t_x + \frac{1}{u} \cdot \ln \frac{v_x \cdot \pi \cdot d \cdot Re_{KP}}{4 \cdot Q}, \quad (6.62)$$

где t – температура нефти, при которой требуется узнать вязкость, °С;

t_x – произвольная температура, выбранная в рабочем интервале температур;

v_x – кинематическая вязкость нефти при температуре t_x .

Если мы не располагаем экспериментальной кривой температурной зависимости вязкости, то для аналитического определения показателя крутизны вискограммы u необходимо знать вязкость нефти ν_1 и ν_2 при двух температурах t_1 и t_2 :

$$u = \frac{\ln \frac{\nu_1}{\nu_2}}{t_2 - t_1}. \quad (6.63)$$

Для ориентировочного определения вязкости нефтей в зависимости от их температуры и плотности можно пользоваться графическими зависимостями.

Очевидно, что при $t_{KP} \geq t_H$ в трубопроводе только ламинарный режим, а при $t_{KP} \leq t_K$ – режим только турбулентный. При $t_H > t_{KP} > t_K$ в трубопроводе имеют место оба режима.

Длина турбулентного участка l_T определится из формулы Шухова:

$$l_T = \frac{G \cdot C_P}{\pi \cdot d \cdot k_T} \cdot \ln \frac{t_H - t_0}{t_{KP} - t_0}. \quad (6.64)$$

По этой же формуле определится длина ламинарного участка, заменяя t_H на t_{KP} – в числителе и t_{KP} на t_K – в знаменателе, а также K_T на K_L .

Если в трубопроводе два режима, то температура потока в конце трубопровода:

$$t_K = t_0 + (t_H - t_0) \cdot e^{-\frac{ШуЛ}{ШуТ}} \cdot \left(\frac{t_{KP} - t_0}{t_H - t_0} \right)^{1 - \frac{ШуЛ}{ШуТ}}. \quad (6.65)$$

Коэффициент теплопередачи в зависимости от внутреннего α_1 и внешнего α_2 коэффициентов теплоотдачи, а также от термического сопротивления стенки трубы, изоляции, отложения парафина и определяется из формулы:

$$\frac{1}{k \cdot d} = \frac{1}{\alpha_1 \cdot d} + \sum_i \frac{1}{2 \cdot \lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{ni}}{d_i} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_n}. \quad (6.66)$$

где λ_i , d_{ni} , d_i – соответственно коэффициент теплопроводности, Вт/(м·градС), наружный и внутренний диаметры трубы, изоляции, м;

α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи, Вт/(м²·градС).

Коэффициент теплоотдачи α_1 определяют из формулы Михеева: для $Re \leq 2000$

$$Nu = 0,17 \cdot Re_n^{0,33} \cdot Pr_n^{0,43} \cdot Gr_n^{0,1} \cdot \left(\frac{Pr_n}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (6.67)$$

для $Re \leq 10000$

$$Nu = 0,021 \cdot Re_n^{0,8} \cdot Pr_n^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_n}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (6.68)$$

где Nu, Re, Pr, Gr – соответственно критерии Нуссельта, Рейнольдса, Прандтля и Грасгофа;
 Gr_{cm} – критерий Грасгофа, определяемый при температуре стенки.

Все остальные параметры рассчитывают при средней температуре потока.

Критерии Нуссельта:

$$Nu = \frac{\alpha_1 \cdot d}{\lambda}, \quad (6.69)$$

характеризует интенсивность перехода теплоты на границе поток – стенка.

Критерий Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d \cdot v}, \quad (6.70)$$

характеризует отношение сил инерции и трения в потоке.

Критерий Прандтля:

$$Pr = \frac{v \cdot c_p \cdot \rho}{\lambda}, \quad (6.71)$$

характеризует отношение вязкостных и температуропроводных свойств теплоносителя.

Критерий Грасгофа:

$$Gr = \frac{d^3 \cdot g \cdot \beta \cdot (t_n - t_{cm})}{\nu^2}, \quad (6.72)$$

характеризует соотношение сил трения, инерции и подъемной силы, обусловленной различием плотностей в отдельных точках неизо- термического потока,

где β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ C$;

g – ускорение свободного падения, m/c^2 ;

t_n и t_{cm} – соответственно температура потока и внутренней поверхности стенки трубы, $^\circ C$;

C_p – массовая теплоемкость жидкости, $Дж/(кг \cdot ^\circ C)$.

Индекс “п” показывает, что все параметры вычисляются при средней температуре потока $t_n = \frac{1}{2} \cdot (t_n + t_k)$, а индекс “ст” – при средней температуре стенки трубопровода.

В интервале температур, в котором работают промышленные трубопроводы, массовая теплоемкость C_p , коэффициент теплопроводности λ и плотность нефти ρ изменяются в узких пределах $C_p = 1,6 - 2,5$ кДж/(кг·°С), $\lambda = 0,1 - 0,16$ Вт/(м·°С).

Поэтому для ориентировочных расчетов и их можно считать постоянными.

Для более точных расчетов массовую теплоемкость нефтей (Дж/(кг·грС)) определяют по (6.128) а коэффициент теплопроводности нефтей λ (Вт/(м·грС)) по формуле Крэгга-Смита:

$$\lambda = \frac{0,101}{\rho_{15}} \cdot (1 - 0,00054 \cdot t), \frac{\text{ккал}}{\text{м} \cdot \text{ч} \cdot ^\circ \text{С}}, \quad (6.73)$$

$$C_p = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}}} \cdot (0,403 + 0,810 \cdot 10^{-3} \cdot t), \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{С}}, \quad (6.74)$$

где ρ_{15} – плотность нефти при 15 °С, т/м³;
 t – температура нефти, °С.

Массовая теплоемкость углеродистых сталей и отложений парафина равна 0,5 и 2,9 кДж/(кг·°С). Для определения плотности нефти пользуются формулой Д.И.Менделеева:

$$\rho_{20} = \rho(T) / [1 + \beta(20 - T)], \quad \text{кг/м}^3, \quad (6.75)$$

где ρ_{20} – плотность нефти при 20 °С;
 β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (обычно $\beta = 0,000066$ 1/°С).

Для определения внешнего коэффициента теплоотдачи α_2 подземного трубопровода пользуются теоретической формулой Форхгеймера-Власова:

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{гп}}{d_n \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot H_o}{d_n} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot H_o}{d_n} \right)^2 - 1} \right)}, \quad (6.76)$$

где H_o – глубина заложения трубопровода в грунт до его оси, м;
 $\lambda_{гп}$ – коэффициент теплопроводности грунта.

При $\frac{2 \cdot H_o}{d_n} > 2$ имеем: $\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{гп}}{d_n \cdot \ln \frac{4 \cdot H_o}{d_n}}$.

Для подземных изолированных трубопроводов при турбулентном режиме $\alpha_1 > \alpha_2$. Поэтому для приближенных расчетов величиной $1/\alpha_1$ можно пренебречь т.е. в этом случае принимается $t_n \approx t_{ом}$.

Для ориентировочных расчетов коэффициент теплоотдачи k можно принимать, Вт/(см²·оС), для сухого песка – $116 \cdot 10^{-6}$ для влажной глины – $145 \cdot 10^{-6}$, для мокрого песка – $348 \cdot 10^{-6}$.

6.3.1. Задания для самостоятельной работы

6.3.1.1. Типовая задача

Пример:

Алгоритм решения задачи :

1. Определяем коэффициент крутизны вискограммы.
2. Рассчитываем критическую температуру и устанавливаем режим движения нефти в трубопроводе.
3. Рассчитываем длину турбулентного участка (если установлено два режима движения нефти в трубопроводе).
4. Рассчитываем температуру нефти в конце трубопровода.
5. Рассчитываем температуру нефти по длине трубопровода – 6 точек.

Определить режимы движения нефти в трубопроводе длиной $L=8$ км и внутреннем диаметром $d=511$ мм при определенной его пропускной способности $G=75,7$ кг/с, температуре нефти в начале $t_H=50$ °С и необходимой температуре в конце трубы $t_K=35$ °С. Температура окружающей среды $t_0=-8$ °С. Тепловая изоляция отсутствует. Рассчитать температуру нефти по длине трубопровода (минимум 6 точек) и температуру нефти в конце трубопровода.

Решение:

1. Определим коэффициент крутизны вискограммы:

$$u = \frac{\ln \frac{v_1}{v_2}}{t_2 - t_1} = \frac{\ln \frac{0,339}{0,076}}{80 - 50} = 0,0498 \text{ 1/}^\circ \text{C}.$$

2. Рассчитываем приближенную критическую температуру не учитывая изменение плотности, как мало влияющий фактор:

$$t_{KP} = t_2 + \frac{1}{u} \cdot \ln \frac{v_2 \cdot \pi \cdot d \cdot \text{Re}_{KP}}{4 \cdot G} = 80 + \frac{1}{0,0498} \ln \frac{0,076 \cdot 10^4 \cdot 3,14 \cdot 511 \cdot 10^{-3} \cdot 2320912}{4 \cdot 75,7} = 30,6 \text{ }^\circ \text{C}.$$

3. Рассчитываем длины участков:

Так как $t_{KP} < t_H$, то течение в начале турбулентное

а) турбулентный:

$$l_T = \frac{G \cdot C_p}{\pi \cdot d \cdot k_T} \cdot \ln \frac{t_H - t_0}{t_{KP} - t_0} = \frac{75,7 \cdot 1985}{12,99 \cdot 3,14 \cdot 0,511} \cdot \ln \left(\frac{50 - (-8)}{30,6 - (-8)} \right) = 2934 \text{ м}.$$

Так как $l_T < L$, то на участке имеем два вида течения

б) ламинарный:

$$l_L = L - l_T = 8000 - 2934 = 5066 \text{ м}.$$

4. Рассчитываем температуру нефти в конце трубопровода:
Воспользуемся формулой Шухова для ламинарного участка:

$$t_{\text{кон}} = t_o + \left((t_H - t_o) \cdot \exp\left(\frac{-k_{\text{л}} \cdot \pi \cdot d \cdot l_{\text{л}}}{G \cdot C_p}\right) \right) =$$

$$= -8 + \left((30,6 - (-8)) \cdot \exp\left(\frac{-11,86 \cdot 3,14 \cdot 0,511 \cdot 5066}{75,7 \cdot 1985}\right) \right) = 12,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

5. Рассчитываем температуру нефти по длине трубопровода:
При $x < l_T$ используем формулу Шухова в виде:

$$t_x = t_o + (t_H - t_o) \cdot \exp\left(\frac{-k_T \cdot \pi \cdot d \cdot x}{G \cdot C_p}\right).$$

При $x > l_T$ используем формулу Шухова в виде:

$$t_x = t_o + (t_{\text{сп}} - t_o) \cdot \exp\left(\frac{-k_{\text{л}} \cdot \pi \cdot d \cdot (x - l_T)}{G \cdot C_p}\right).$$

Распределение температуры нефти по длине трубопровода представлено на рис. 6.5.

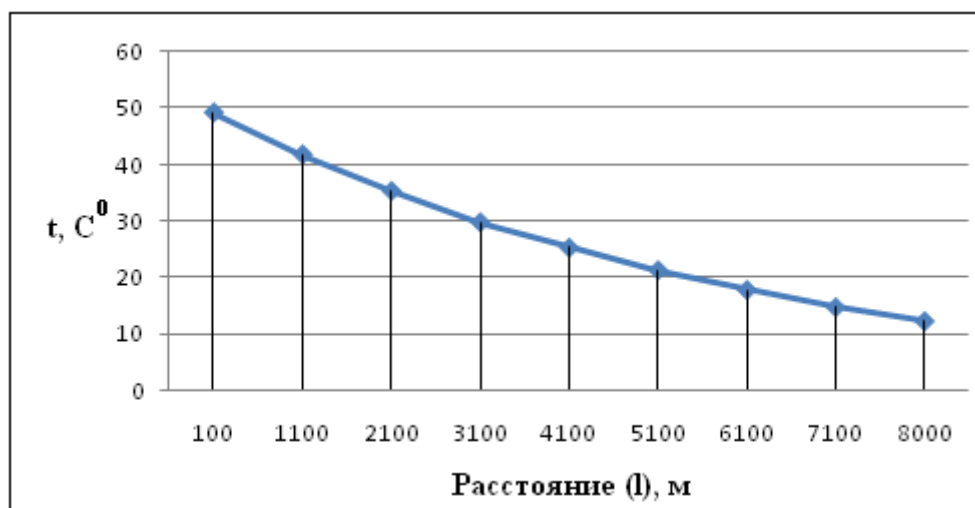


Рис. 6.5. Температура нефти по длине трубопровода

Ответ: В трубопроводе 2 режима течения,
 $l_{\text{тр}} = 2,934 \text{ км}$; $l_{\text{л}} = 5,066 \text{ км}$; $t_{\text{кон}} = 12,3 \text{ } ^\circ\text{C}$; требуется изоляция.

Задание:

Определить режимы движения нефти в трубопроводе длиной L и внутреннем диаметром d при определенной его пропускной способности Q , температуре нефти в начале t_H и необходимой температуре в конце трубы t_K . Температура окружающей среды t_o известна. Тепловая изоляция отсутствует. Рассчитать температуру нефти по длине трубопровода (минимум 6 точек) и температуру нефти в конце трубопровода.

Таблица 6.7

Исходные данные к заданию 1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$L, \text{ км}$	6,4	20	5	8	28	5	14,3	10	8	30
$d, \text{ мм}$	201	259	201	209	400	209	359	511	408	359
$G, \text{ кг/с}$	29,79	64,17	42,55	34,04	142,5	43,5	132,1	75,7	69,6	132,1
$\rho_{293}, \text{ кг/м}^3$	851	930	851	851	950	870	950	912	870	950
$t_H, ^\circ\text{C}$	70	70	42	74	65	72	69	80	70	64
$t_K, ^\circ\text{C}$	25	35	33	20	35	30	33	45	40	46
$t_0, ^\circ\text{C}$	0	2	0	3	0	0	0	-8	-10	0
$C_P, \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$	2000	1884	1959	2000	2094	2005	2094	1985	2005	2094
$t_1, ^\circ\text{C}$	30	10	30	30	40	30	30	50	30	40
$t_2, ^\circ\text{C}$	40	60	40	40	60	50	70	80	70	60
$v_1 \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	0,65	3,1	0,65	0,65	1,32	0,312	2,8	0,339	0,312	0,84
$v_2 \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	0,17	0,58	0,17	0,17	0,324	0,066	0,21	0,076	0,066	0,15
$k_T, \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$	14,91	5,4	14,72	14,91	14,57	15,18	13,76	12,99	15,18	14,28
$k_L, \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$	12,97	5,35	12,78	12,97	12,49	13,07	12,38	11,86	13,76	12,49
Ответ: (T, T_u, L, L) $t_K, ^\circ\text{C}$	T_u, L 25,68	T 34,86	T_u, L 24,1	T_u, L 25,6	T_u, L 13,58	T 40,67	T_u, L 31,26	T_u, L 15,08	T 16,24	T_u, L 12,60

Продолжение таблицы 6.7

Исходные данные	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
L, км	8	17	7	9	11	5	8	5	4	25
d, мм	302	247	302	210	402	211	359	311	406	302
G, кг/с	32,25	49,78	56,55	34,04	125,5	36,7	111,1	67,9	58,9	99,1
ρ_{293}, кг/м³	861	910	876	845	934	845	912	934	863	878
t_н, °C	65	67	42	53	58	53	62	53	51	50
t_к, °C	22	37	33	24	36	30	31	32	34	35
t_в, °C	-4	2	-3	3	1	-9	2	-8	-10	3
C_p, Дж/(кг*К)	1900	1899	1977	2077	2044	2075	2011	1921	2012	2034
t₁, °C	30	10	30	30	40	30	30	50	30	40
t₂, °C	40	60	40	40	60	70	70	80	70	60
v₁*10⁻⁴, м²/с	0,67	2,1	0,72	0,65	1,22	0,312	2,8	0,339	0,312	0,84
v₂*10⁻⁴, м²/с	0,18	0,48	0,23	0,17	0,314	0,066	0,21	0,076	0,066	0,15
k_г, Вт/(м²*К)	14,87	5,36	14,52	14,11	14,27	15,23	13,76	12,99	15,18	14,28
k_л, Вт/(м²*К)	12,97	5,35	12,78	12,27	12,29	13,17	12,38	11,86	13,76	12,49
Ответ: (T, T_{иЛ}, Л)	<i>T_{иЛ}</i>	<i>T</i>	<i>T_{иЛ}</i>	<i>T_{иЛ}</i>	<i>T_{иЛ}</i>	<i>T</i>	<i>T</i>	<i>T</i>	<i>T</i>	<i>T_{иЛ}</i>
t_к, °C	8,64	32,78	16,97	19,17	28,16	22,96	36,42	29,5	21,74	13,07

Исходные данные	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
L, км	4	5	5	8	3	4	9	8	6	7
d, мм	511	259	706	206	404	209	359	511	408	209
G, кг/с	49,79	64,17	42,55	34,04	141	73,5	132,1	75,7	169,6	52,1
ρ_{293}, кг/м³	851	930	851	862	933	900	950	912	870	950
t_H, °C	45	70	42	55	45	51	62	50	70	61
t_K, °C	25	35	33	20	25	30	30	35	40	36
t_0, °C	0	12	0	6	7	6	0	-8	-10	1
C_p, Дж/(кг*К)	2000	1884	1959	2000	2100	2010	1994	1985	2005	2094
t_1, °C	30	20	30	30	40	30	30	50	30	40
t_2, °C	40	60	40	40	60	45	70	80	50	60
$v_1 \cdot 10^{-4}$, м²/с	0,86	2,4	0,35	0,65	1,32	0,312	1,0	0,339	0,312	0,84
$v_2 \cdot 10^{-4}$, м²/с	0,2	0,48	0,03	0,17	0,324	0,066	0,21	0,076	0,066	0,15
k_T, Вт/(м²*К)	14,91	7,4	14,72	13,41	14,57	15,18	13,76	12,99	14,18	14,28
k_L, Вт/(м²*К)	12,97	6,35	12,78	12,97	12,49	13,07	12,38	11,86	12,76	12,49
Ответ: ($T, T_{u.L}, L$)	$T_{u.L}$	T	$T_{u.L}$	$T_{u.L}$	T	T	T	$T_{u.L}$	T	T
t_K, °C	18,67	57,22	7,33	23,76	38,51	40,36	36,49	12,32	48,06	33,87

6.4. Расчёт газопровода

При движении реального газа по трубопроводу происходит значительное падение давления по длине в результате преодоления гидравлических сопротивлений.

Газ – сжимаемая система. При движении газа по трубопроводу величина плотности газа будет монотонно убывать от начального участка к конечному, так как $\rho = f(P)$.

С учётом закон на сохранения массы транспортируемой системы ($\rho \cdot v = \text{const}$) линейная скорость течения такой системы будет монотонно возрастать от начального участка к конечному.

Пример.

Массовый расход (G) транспортируемого газа по *трубопроводу* ($d = 1020$, $\delta = 10$ мм) составляет 180 кг/с. Найти скорости течения газа в начале (v_1) и в конце (v_2) участка газопровода, если известно, что плотность газа в начале участка равна 45 кг/м^3 , а в конце 25 кг/м^3 .

Решение.

1. Находим скорость течения газа в начальном участке газопровода (v_1):

$$Q = \frac{G}{\rho} = v \cdot S, \quad \text{м}^3/\text{с} - \text{объемный расход}; \quad (6.77)$$

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad \text{м}^2 - \text{площадь сечения}; \quad (6.78)$$

$$v_1 = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot G}{\rho_1 \cdot \pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 180}{45 \cdot 3,14 \cdot 1,02^2} = 4,9 \quad \text{м/с} - \text{скорость газа в на-} \quad (6.79)$$

чальном участке.

2. Находим скорость течения газа в начальном участке газопровода (v_2):

$$v_2 = \frac{4 \cdot G}{\rho_2 \cdot \pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 180}{25 \cdot 3,14 \cdot 1,02^2} = 8,82 \quad \text{м/с} - \text{скорость газа в началь-} \quad (6.80)$$

ном участке.

То есть скорость течения газа к концу участка газопровода увеличивается $\left(\frac{8,82}{4,9} = 1,8\right)$ в 1,8 раза по сравнению со скоростью в его начале.

6.4.1. Расчёт простого газопровода

Установившееся изотермическое ($T = \text{const}$) движение газа в газопроводе описывается системой трех уравнений:

Уравнение Бернулли, закон сохранения энергии:

$$\frac{dP}{g \cdot \rho_z} + \frac{v \cdot dv}{2g} + dz + \lambda \cdot \frac{dx}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} = 0. \quad (6.81)$$

Уравнение состояния:

$$P = \rho_z \cdot R_z \cdot T \cdot z, \quad (6.82)$$

где $R_z = R/M$.

Закон сохранения массы, выражающийся в постоянстве массового расхода:

$$G = \rho_z \cdot v \cdot s = const. \quad (6.83)$$

При этом следует помнить, что *изотермический* процесс описывается уравнением Бойля-Мариотта:

$$P/\rho = const. \quad (6.84)$$

Для расчета *массового* расхода газа по трубопроводу основной является формула.

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{2 \cdot z \cdot R_z \cdot T} = \frac{\lambda \cdot 16 \cdot G^2 \cdot L}{2 \cdot \pi^2 \cdot d^5}. \quad (6.85)$$

Или

$$G = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d}{\lambda \cdot z \cdot R_z \cdot T \cdot L}}, \text{ кг/с}. \quad (6.86)$$

В системе СИ размерности используемых величин следующие:

G – массовый расход газа, кг/с;

d – внутренний диаметр газопровода, м;

P_1^2, P_2^2 – давление в начале и конце газопровода, соответственно, Па;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

R_z – газовая постоянная, Дж/(кг*К);

R – универсальная газовая постоянная, равная 8314 Дж/(кмоль*К);

T – абсолютная температура газа, К;

L – длина газопровода, м;

v – линейная скорость газа, м/с;

ρ_z – плотность газа, кг/м³.

По уравнению состояния для газа и воздуха имеем:

$$\frac{R_z}{\rho_z} = \frac{R_v}{\rho_v} \text{ или } R_z = \frac{R_v \cdot \rho_v}{\rho_z} = \frac{R_v}{\rho}, \quad (6.87)$$

где $\rho = \rho_z/\rho_v$ – относительная плотность газа по воздуху.

Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям:

$$V_z = \frac{G}{\rho_{cy}} = \frac{G}{\rho \cdot \rho_v}, \quad (6.88)$$

где ρ_{cy} – плотность газа при с.у.

Подставив значения R_z и G , получим:

$$V_z = k_o \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d^5}{\lambda \cdot z \cdot \rho \cdot T \cdot L}}, \quad (6.89)$$

где $k_o = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{1}{\rho_g \cdot \sqrt{R_g}}$.

При стандартных условиях ($t = 20^\circ\text{C}$, $P = 760$ мм рт. ст.) плотность воздуха $\rho_B = 1,205$ кг/м³ и $R_B = \frac{R_0}{28,96} = \frac{8314,3}{28,96} = 287 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, $k_o = 3,87 \cdot 10^{-2}$.

И соответственно:

$$V_r = 3,87 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{\lambda \cdot \rho \cdot z \cdot T \cdot L}}. \quad (6.90)$$

При нормальных условиях ($t = 0^\circ\text{C}$, $P = 760$ мм рт. ст.) плотность воздуха $\rho_B = 1,293$ кг/м³ и $R_B = 287$ Дж/кг·К, $k_o = 3,59 \cdot 10^{-2}$.

6.4.2. Гидравлический расчёт

Значение коэффициента гидравлического сопротивления λ рассчитывается в зависимости от режима движения газа и шероховатости труб по тем же формулам, что и для нефтепровода.

Для гидравлических гладких труб λ не зависит от шероховатости внутренней поверхности трубы и рассчитывается по формуле:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re}\right)^{0,2} = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}. \quad (6.91)$$

При квадратичном режиме течения λ не зависит от Re , и является функцией относительной шероховатости:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2\Delta}{d}\right)^{0,2}. \quad (6.92)$$

По универсальной формуле ВНИИ газа:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2\Delta}{d}\right)^{0,2}. \quad (6.93)$$

Значение числа Re для смеси газов:

$$Re_C = \frac{v_C \cdot d \cdot \rho_C}{\mu_C}, \quad (6.94)$$

где μ_C – вязкость смеси газов;

ρ_C – плотность смеси газов в условиях трубопровода, кг/м³.

$$\rho_C = \frac{P_{CP}}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T_{CP}} \cdot \frac{1}{z} \cdot \rho_0, \quad (6.95)$$

где ρ_0 – плотность смеси газов при Н.У., кг/м³;

P_{cp} и P_0 – соответственно среднее давление в трубопроводе и барометрическое, Па;

T_{CP} и T_0 – соответственно средняя температура перекачки и температура абсолютного нуля (273.15 К).

$$P_{CP} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right). \quad (6.96)$$

При технических расчетах λ (с учетом местных сопротивлений) можно принимать:

$$\lambda = (1,03-1,05) \cdot \lambda_{TP}. \quad (6.97)$$

Обычно течение газа происходит при высоких скоростях, когда сопротивление определяется только шероховатостью труб (квадратичная зона). Так как шероховатость не зависит от диаметра трубопровода, можно считать, что λ зависит только от диаметра газопровода.

Одной из формул для оценки величины λ , как функции диаметра ($\lambda = f(d)$), получившей широкое распространение, является формула Веймаута:

$$\lambda = 0,009407 / \sqrt[3]{d}. \quad (6.98)$$

Формула Веймаута (6.159) может использоваться при ориентировочных расчетах диаметра и пропускной способности простого газопровода. В этом случае расчетные формулы имеют вид:

$$d = \left[\frac{G^2 \cdot z \cdot R_T \cdot T \cdot L}{65 \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \right]^{3/16}, \quad (6.99)$$

$$G = d^{8/3} \sqrt{\frac{65 \cdot (P_1^2 - P_2^2)}{z \cdot R_T \cdot T \cdot L}}. \quad (6.100)$$

Из формулы (6.151) можно получить выражение для определения длины L , диаметра d и конечного давления P_2 при известном начальном P_1 :

$$P_2 = \sqrt{P_1^2 - \frac{\lambda \cdot \rho \cdot z \cdot T \cdot V_T^2 \cdot L \cdot 10^4}{3,87^2 \cdot d^5}}, \text{ Па}. \quad (6.101)$$

6.4.3. Типовые задачи

Типовая задача №1

Известно отношение давлений (P_1/P_2) 1,4 в сечениях 1 и 2 газопровода постоянного диаметра. Течение изотермическое, известна скорость газа (v_1) 20 м/с. Найти v_2 .

Решение.

Учитывая закон сохранения массы транспортируемой системы ($\rho \cdot v = \text{const}$) и уравнение состояния

$$P = \rho \cdot R \cdot T \cdot z,$$

$$P_1/P_2 = \rho_1/\rho_2, \quad \rho_1/\rho_2 = v_2/v_1, \quad v_2 = 31,5 \text{ м/с.}$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{\rho_1}{\rho_2}, \text{ а также } \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{v_1}{v_2}, \text{ таким образом } v_2 = \frac{P_1}{P_2} \cdot v_1 = 1,4 \cdot 20 = 28 \text{ м/с.}$$

Типовая задача №2

Определить массовый и объемный расходы для газопровода длиной 100 км, с наружным диаметром 720 мм и толщиной стенок 10 мм. Абсолютное давление в начале газопровода $p_n = 5 \text{ МПа}$, в конце $p_k = 1,1 \text{ МПа}$. Плотность газа при стандартных условиях $\rho_s = 0,8 \text{ кг/м}^3$, газовая постоянная $R = 8,31 \text{ Дж/(моль} \cdot \text{К)}$. Коэффициент динамической вязкости $\mu = 12 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$, коэффициент сжимаемости $z = 0,93$. Температура грунта на глубине заложения газопровода 5°C . Эквивалентная шероховатость внутренней поверхности труб $\Delta = 0,2 \text{ мм}$.

Решение.

1. Задаваясь квадратичным законом получаем

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3}}{720} \right)^{0,2} = 0,0149.$$

2. В соответствии с расчетное значение принимают $\lambda = 0,0157$.

По находим массовый расход для газопровода:

$$G_m = \frac{3,14 \cdot 0,75^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(5^2 - 1,1^2) \cdot 10^{12} \cdot 0,75}{0,0157 \cdot 0,93 \cdot 8,31 \cdot 278 \cdot 100 \cdot 10^3}} = 855, \text{ кг/с.}$$

Оцениваем объемный расход газопровода:

$$V = \frac{G}{\rho} = \frac{855}{0,8} = 1069 \text{ м}^3/\text{с} \text{ или } (1069 \cdot 3600 \cdot 24 = 92,35 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут})$$

Задача №1

Известно отношение давлений P_1/P_2 в сечениях 1 и 2 газопровода постоянного диаметра. Течение изотермическое, известна скорость газа v_1 , м/с. Найти v_2 . Исходные данные представлены в табл. 6.8.

Задача №2

Определить массовый суточный расход газа, который можно передать по газопроводу, уложенному из труб диаметром d мм, на расстояние L км. Абсолютное давление газа на выкиде компрессорной станции P_1 МПа, в конце участка P_2 МПа, плотность газа ρ_2 при атмосферном давлении ($0,1$ МПа) и температуре перекачки 20 °С. Газ считать совершенным, течение изотермическим. Исходные данные в табл. 6.9.

Указание. Для расчета коэффициента гидравлического сопротивления воспользоваться формулой *Веймаута*.

Таблица 6.8

Исходные данные к задаче 1

Параметр	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P_1/P_2	4	3	2	3,5	4,2	2,8	3,2	1,9	2,4	1,5	2,5	3,8	4,4	5	5,5
$V_1, \text{ м/с}$	25	15	20	16	28	18	22	14	26	21	30	35	31	40	44

Параметр	Варианты														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
P_1/P_2	7	6	6,5	6,2	4,5	2,3	7,3	8	7,7	7,5	1,8	3,3	5,3	7,1	6,8
$V_1, \text{ м/с}$	33	42	46	48	22	29	38	20	45	19	17	16	23	49	50

Таблица 6.9

Исходные данные к задаче 2

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр газопровода, мм	326	420	280	312	500	380	412	400	300	480
Длина газопровода, км	185	150	68	90	30	80	60	50	65	70
$P_1, \text{ МПа}$	6,5	5,2	6,6	5,6	8,0	7,5	7,0	7,2	6,8	5,0
$P_2, \text{ МПа}$	4,7	3,4	5,5	4,5	6,8	5,0	4,6	5,2	3,8	3,2
$\rho_{г}, \text{ кг/м}^3$	0,86	0,80	0,74	0,88	0,9	0,68	0,78	0,62	0,70	0,72

Параметры	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Диаметр газопровода, мм	529	630	720	820	920	1020	630	820	1200	1020
Длина газопровода, км	20	30	40	50	60	70	80	90	10	100
P₁ , МПа	0,6	0,8	6,6	6,8	7	7,2	7,3	7,4	0,5	7,5
P₂ , МПа	0,1	0,15	1	1,5	1,3	2	1,8	1,4	0,2	1,2
ρ_г , кг/м ³	0,75	0,8	1,2	1,02	0,9	0,88	1,3	1,21	1,5	1,6
Параметры	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Диаметр газопровода, мм	630	420	326	500	380	1200	1020	412	820	400
Длина газопровода, км	30	50	90	35	80	40	20	100	60	75
P₁ , МПа	0,9	7,0	6,6	0,75	0,5	6,4	5,5	0,8	7,2	5,2
P₂ , МПа	0,4	2,4	1,5	0,15	0,1	1,2	1,8	0,25	1,6	1,3
ρ_г , кг/м ³	0,8	1,2	0,88	0,9	0,74	1,6	1,2	1,3	1,6	0,86

Таблица 6.10

Перевод внесистемных единиц в единицы СИ

ЕДИНИЦЫ ДАВЛЕНИЯ	
1 кгс/см ²	98066,5 Па
1 ат (атмосфера техническая)	≈0,1 МПа
1 атм (атмосфера физическая)	101,325 кПа
1 мм рт.ст.	133,322 Па
1 мм вод.ст.	9,80665 Па.
ЕДИНИЦЫ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ	
1 П	0,1 Па*с

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Ручная дуговая сварка может выполняться в разных пространственных положениях и является универсальным методом. Ручная дуговая сварка имеет меньшую производительность в отличие от автоматической сварки. Но благодаря универсальности и возможности получения швов высокой прочности и однородного качества она применяется при монтаже различных стальных конструкций и трубопроводов.

Ручная дуговая сварка может применяться для: 1) наложение корневого (первого) слоя шва после сборки труб в секции или секций в плеть; 2) наложение всех слоев шва (*корневого, заполняющих и облицовочного*) при сварке неповоротных стыков между секциями или в других случаях неповоротной сварки.

Перед зажиганием (возбуждением) дуги следует установить необходимую силу сварочного тока, которая зависит от марки электрода, типа сварного соединения, положения шва в пространстве и др.

Зажигание производится двумя способами. При первом способе электрод подводят перпендикулярно к месту начала сварки и после сравнительно легкого прикосновения к изделию отводят верх на расстояние 25 мм. Второй способ напоминает процесс, зажигая спички.

Достоинства способа:

- *Простота оборудования;*
- *Возможность сварки во всех пространственных положениях;*
- *Возможность сварки в труднодоступных местах;*
- *Быстрый, по времени переход от одного вида материала к другому;*
- *Большая номенклатура свариваемых металлов.*

Недостатки способа:

- *Большие материальные и временные затраты на подготовку сварщика;*
- *Качество сварного соединения и его свойства во многом определяются субъективным фактором;*
- *Низкая производительность (пропорциональна сварочному току, увеличение сварочного тока приводит к разрушению электродного покрытия);*
- *Вредные и тяжёлые условия труда.*

Ручная аргонодуговая сварка неплавящимся электродом (*РАД*) рекомендуется для сварки всех слоев шва неповоротных кольцевых стыковых и угловых соединений труб. В качестве неплавящегося электрода рекомендуются применять прутки лантанированного вольфрама диа-

метром 2,0 мм. Для легкого возбуждения дуги и улучшения стабильности ее горения электрод должен быть заточен на конус.

Зажигание и гашение дуги следует производить на свариваемой кромке или на выполненном ранее шве на расстоянии от 20 до 25 мм позади кратера. Подачу аргона из горелки следует начинать на 15...20 секунд раньше момента зажигания дуги и прекращать через 10...15 секунд после обрыва дуги. В течение этих интервалов времени струю аргона следует направлять на кратер.

В начальный момент сварки после возбуждения дуги необходимо подогреть и оплавить кромки труб и конец присадочного прутка. После образования сварочной ванны можно начинать поступательное движение горелки. В процессе сварки корневого слоя необходимо следить за полным проплавлением кромок и отсутствием непровара.

При сварке в среде защитных газов (газоэлектрической сварке) электрическая дуга горит в среде защитного газа, подаваемого из сопла. Газ струей обтекает электрод, покрывая сварочную ванну и защищая ее от вредного влияния воздуха.

В качестве защитных газов применяют Аргон (*Ar*), гелий (*He*) и углекислый газ (*CO₂*). Аргон и гелий используют при сварке алюминиевых, магниевых и титановых сплавов. Вследствие высокой стоимости этих газов их не применяют при сварке низколегированных сталей. Для газоэлектрической сварки в качестве защитной среды широко используется углекислый газ, а в некоторых случаях смесь его с другими газами.

При *автоматической сварке под флюсом* все сварочные операции вместо сварщика выполняет автомат: зажигание дуги и поддержку стабильного ее горения, защиту сварочной ванны от вредного влияния воздуха, подачу сварочной проволоки и флюса в зону сварки, передвижение дуги вдоль шва, заварку кратера по окончании сварки.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Поиски, разведка и добыча полезных ископаемых оказывают многократное техногенное воздействие на геологическую среду. Максимальный ущерб окружающей среде наносится либо из-за экологической безграмотности, либо в погоне за сиюминутной выгодой. Одной из самых серьезных экологических проблем, стоящих сегодня перед российским государством, его гражданами и недропользователями, является проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

Для анализа ситуации в Томской области были рассмотрены данные по 41 месторождению Томской области, рассчитаны показатели добычи и сжигания ПНГ на факельных установках, количество вредных выбросов в атмосферу CO_2 из-за сжигания ПНГ, выявлены причины нерационального использования попутного нефтяного газа и обозначены пути решения проблемы утилизации ПНГ [97,98].

На протяжении нескольких десятилетий ПНГ сжигается на факельных установках, на нефтегазовых месторождениях, в результате чего наносится колоссальный ущерб окружающей среде и теряется невозполнимый энергетический ресурс, являющийся к тому же ценным нефтехимическим сырьем. За 2008 г. на территории Томской области добыто 764 млн. m^3 ПНГ [99, 100], а средний объем утилизации по всем месторождениям составил всего лишь 30%. При этом, согласно постановлению Правительства РФ от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» [97], объем утилизации ПНГ с 2012 г. должен быть доведен до уровня не менее 95%. Таким образом, за 2008 г. на месторождениях Томской области сожжено 535 млн. m^3 попутного нефтяного газа, а в денежном эквиваленте, при средней цене на ПНГ в 253 руб. за 1000 m^3 , в атмосферу, вместе с тоннами отравляющих веществ, выброшено 135,4 млн. руб. при сжигании нефтедобытчиками попутного нефтяного газа.

По имеющейся в печати информации, в Российской Федерации только 40% ПНГ (примерно 12 млрд. куб. метров) подвергается переработке с целью получения сырья для нефтехимических предприятий и сжиженного газа для населения. Еще 40% сжигается без переработки на ГРЭС, а 20% уничтожается на промыслах путем сжигания в открытых факелах, при этом загрязняющие выбросы в атмосферу исчисляются тысячами тонн. Только по официальным (в несколько раз заниженным) данным, в России ежегодно сжигается около 30 млрд. куб. метров ПНГ. При этом необходимо отметить, что при сжигании 1000 куб. метров ПНГ в атмосферу выбрасывается около трех тонн CO_2 , то есть 90 млн.

тонн CO₂ в год. Из-за огромного потребления кислорода и теплового излучения при сжигании ПНГ усиливается парниковый эффект [97]. Сжигание ПНГ в факелах и его выброс в атмосферу потенциально опасны для здоровья, так как в результате сжигания в воздухе образуются токсичные вещества, которые абсорбируются растениями и могут попасть в пищевую цепь. Вредные металлы, содержащиеся в выбросах, могут стать причиной раковых заболеваний, врожденных пороков, заболеваний крови и центральной нервной системы.

В результате анализа данных по месторождениям были выявлены основные причины нерационального использования попутного нефтяного газа в Томской области.

Основной причиной сжигания ПНГ на факельных установках является удаленность месторождений от развитой инфраструктуры [101]. Подсоединение таких месторождений к газопроводам, подводка их к газоперерабатывающим заводам требуют больших капиталовложений, а недропользователи, как правило, стремятся к минимизации издержек. Большинство месторождений находятся в труднодоступных районах и удалены от развитой инфраструктуры.

Второй по значимости причиной нерационального использования ПНГ являются размеры месторождений. Многие из них сжигают сравнительно небольшие объемы газа, то есть, сами месторождения – относительно небольшие. В Томской области на большинстве месторождений добывается менее 20 млрд. м³ ПНГ.

В 2008 г. на Лугенецком месторождении – самом крупном нефтегазоконденсатном месторождении Томской области, добыто 134 млн. м³ ПНГ, а объем утилизации составил 96 %. При этом на втором по значимости Игольско-Таловом месторождении добыто 105 млн. м³ ПНГ, а утилизировано всего 49% [102].

Еще одной проблемой, связанной с утилизацией попутного нефтяного газа, является низкая цена на ПНГ, которая зависит от газожиidкостного состава. Чем выше содержание жидкой фракции в попутном нефтяном газе, тем меньше его цена. На протяжении нескольких лет цена на ПНГ остается примерно одинаковой и варьирует в пределах от 86 до 420 руб. В данных условиях транспортировка ПНГ на нефтехимические предприятия становится нерентабельной, т.к. издержки превышают прибыль, ведь для транспортировки требуется дорогостоящее строительство и обслуживание трубопровода. В настоящее время стоимость строительства 1 км стандартного трубопровода (530 мм) составляет 15,8 млн. руб. Эксплуатация трубопровода также является дорогим мероприятием: обслуживание трубопровода обходится в 360 тыс. руб. на 1 км, тариф на транспортировку 1000 м³ ПНГ до Единой газотранспорт-

ной системы (ГТС) ОАО «Газпром» составляет 62,3 руб. на 100 км, по ГТС ОАО «Газпром» – 40,6 руб. на 100 км [102].

Идея выработки электроэнергии с использованием в качестве топлива ПНГ не нова, но основным препятствием в ее реализации является возможность сдачи выработанной электроэнергии в единую энергосистему Томской области и дальнейшая ее реализация внешним потребителям. Для этого необходима специальная региональная программа по созданию альтернативной энергетики на ПНГ с согласованием в правительстве Российской Федерации и РАО «ЕЭС России», а также выработка нормативно-правовых документов по этой деятельности. Нет необходимости доказывать всевозрастающее значение альтернативной энергетики в условиях неустойчивости рынка энергоресурсов и имеющегося дефицита электроэнергии в Томской области. Кроме того, при местной альтернативной энергетике появляется возможность регулирования тарифов на электроэнергию. Как показывает опыт Тюменской области, выработка собственной дешевой электроэнергии позволила значительно сократить ее закупку у сторонних производителей [97]. «Сургутнефтегаз» утилизирует до 96% ПНГ, путем строительства газотурбинных электростанций на отдаленных месторождениях и последующей сдачей выработанной электроэнергии в единую энергосистему Тюменской области.

В государственных программах уделяется большое внимание малому и среднему бизнесу – альтернативе естественных монополий, как более гибкой и самонастраивающейся части производительных сил в обществе. Для привлечения малого и среднего бизнеса к созданию производств по сжижению, переработке и транспортировке ПНГ к местам переработки и реализации необходима разработка региональной программы. Сегодня это совершенно незаполненная ниша деятельности в условиях всевозрастающего спроса на рынке сжиженного газа, ввозимого в настоящее время в область из других регионов. Стихийно рынок уже к этому идет, но без контроля государства. Со стороны нефтяников было бы гораздо честнее отдать ПНГ по бросовой цене прямо на промыслах предпринимателям, желающим вкладывать деньги, и закрыть вопрос о выполнении лицензионных соглашений и штрафах за выбросы в атмосферу, чем вести изнурительные демагогические споры, загоняющие проблему только в тупик. Можно сказать, что в результате ведомственных противоречий сформировалась классическая схема экономической безответственности перед государством [97].

Для справки. Российские производители активно осваивают выпуск установок широкого спектра производительности по сжижению и переработке ПНГ со сроками окупаемости от 2 до 5 лет. Создан уникальный,

не имеющий мировых аналогов мини-газоперерабатывающий комплекс «Протоген», способный работать непосредственно на промыслах и полностью утилизировать ПНГ в высокооктановые компоненты бензинов. Многие установки уже внедрены и успешно эксплуатируются в составе нефтегазохимических производств в промышленных регионах страны. Даже самое простое – исключение доступа к факелам газового бензина на первом этапе программы – уже станет прорывом в решении проблемы ПНГ. Трудно переоценить экономическое значение реализации для Томской области этой программы. В первую очередь, будет дан импульс в организации новых производств, что повлечет за собой создание новых рабочих мест, а также решение многих других социальных проблем в районах области. Также этот процесс будет способствовать развитию сети газозаправочных станций с более дешевым и экологически чистым моторным топливом. Для реализации данной программы Томская область обладает высоким научным и промышленным потенциалом.

Актуальным и рентабельным направлением в области утилизации ПНГ является газохимическая переработка. Среди разнообразных предложений по газохимической переработке газа для условий Томской области наиболее предпочтительна технология переработки ПНГ в смесь жидких синтетических углеводородов (СЖУ, синтетической нефти), реализуемых по цене нефти с подачей полученных жидких продуктов вместе с нефтью в магистральный нефтепровод. Другие технологии GTL, предполагающие производство метанола, диметилового эфира, бензол-толуольного концентрата, других «ценных» компонентов в промышленных условиях не применимы из-за отсутствия всесезонных дорог и рынка потребления.

Технологический процесс производства жидких углеводородов представляет собой автоматизированный процесс, управление которым осуществляется с использованием микропроцессорной техники. Оперативно-техническое обслуживание, мелкий и аварийный ремонт оборудования осуществляется штатами ремонтно-механических служб на промысле.

Основные работы, требующие привлечения квалифицированного персонала, приходятся на периоды остановки производства на капитальный ремонт оборудования, перегрузку катализатора.

Основной недостаток рассматриваемого варианта – отсутствие примеров апробации предлагаемой технологии в промышленных условиях. Проекты по технологиям GTL представлены на Российском рынке, однако у разработчиков нет примеров пилотных (демонстрационных) проектов установок, работающих на ПНГ с получением заявленных це-

левых продуктов. Нет четкого представления об отходах производства и стоимости их утилизации.

Для рационального использования попутного нефтяного газа следует также рассмотреть различные варианты закачки ПНГ в продуктивный пласт с целью поддержания пластового давления, а также получения дополнительных объёмов добычи нефти. Подготовка ПНГ для закачки в пласт минимальная – необходимо провести очистку газа от механических примесей и капельной жидкости на упрощённой установке подготовки газа (УПГ). Организация очистки газа от капельной жидкости позволяет извлечь из ПНГ часть ценных компонентов в виде C5+. Далее подготовленный газ компримируется до 30 МПа и подаётся на устья переоборудованных нагнетательных скважин по газопроводам высокого давления.

В заключение стоит отметить, что зачастую утилизация ПНГ не является прибыльным мероприятием в силу вышеизложенных причин. Для месторождений Томской области основной причиной сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках является удаленность месторождений от развитой инфраструктуры. Однако не стоит рассматривать процесс утилизации ПНГ как абсолютно нерентабельное мероприятие. Во многих случаях применение вышеперечисленных технологий делает процесс утилизации ПНГ прибыльным, однако в каждом конкретном случае необходимы расчеты эффективности внедрения на месторождение той или иной технологии.

ГЛОССАРИЙ

Абсорбция – это объемное поглощение газов или паров жидкостью (абсорбентом) с образованием раствора. В промышленности осуществляют в абсорберах, имеющих развитую поверхность соприкосновения абсорбента с поглощаемым веществом.

Адсорбция – это поглощение газов, паров или жидкостей поверхностным слоем твердого тела (адсорбента) или жидкости. Адсорбенты обычно имеют большую удельную поверхность – до нескольких сотен м²/г. В промышленности адсорбцию осуществляют в специальных аппаратах – адсорберах; применяют для осушки газов, очистки органических жидкостей и воды, улавливания ценных или вредных отходов производства.

Арматура запорная – равнопроходные краны, задвижки и обратные клапаны, устанавливаемые на трубопроводах, отдельных его участках и ответвлениях.

Асфальтены – наиболее высокомолекулярные компоненты нефти. Твёрдые хрупкие вещества чёрного или бурого цвета; размягчаются в инертной атмосфере при 200...300 °С с переходом в пластичное состояние; плотность около 1,1 г/см³; среднечисленная молекулярная масса 1000...5000.

Аэрация – процесс обогащения воды кислородом воздуха. Из солей железа образуется нерастворимый гидрат окиси железа (Fe(OH)₃), оседающий в воде в виде хлопьев.

Аэрируемая среда – среда, в которой воздух тесно контактирует с водой, путем распыления воды в воздухе, или пропуская пузырьки воздуха через воду.

Балластировка трубопровода – установка на трубопроводе устройств, обеспечивающих его проектное положение на обводненных участках трассы.

Ван-дер-Ваальсовы силы – силы межмолекулярного взаимодействия с энергией 0,8...8,16 кДж/моль. Этим термином первоначально обозначались все такие силы, но сейчас он обычно применяется к силам, возникающим при поляризации молекул и образовании диполей. К Ван-дер-Ваальсовым силам относятся взаимодействия между диполями (постоянными и индуцированными).

Водородная связь – разновидность донорно-акцепторной связи, невалентное взаимодействие между атомом водорода H, ковалентно связанным с атомом А группы А-Н молекулы RA-H и электроотрицательным атомом В другой молекулы (или функциональной группы той же молекулы) BR'. Результатом таких взаимодействий являются комплексы

RA-H•••BR' различной степени стабильности, в которых атом водорода выступает в роли «моста», связывающего фрагменты RA и BR'.

Гальваническая коррозия – представляет собой электрохимическую реакцию между двумя и более разнородными металлами. Для того, чтобы началась реакция, один элемент должен быть более химически активным (или менее стабильным), чем другой.

Гидраты – это твердые кристаллические соединения, образованные водой и микромолекулами.

Гидрофильность – характеристика интенсивности молекулярного взаимодействия поверхности тел с водой.

Деполаризация – снижение величины поляризации или смещение потенциала электрода ближе к равновесному, из-за утечки с него электрических зарядов вследствие реакций электрохимического восстановления или окисления при работе гальванических элементов и при электролизе. Вещества, участвующие в таких реакциях, называются *деполяризаторами*.

Деструкция – процесс разрушения нормальной структуры материала под действием тепла, кислорода, света, механических напряжений.

Деэмульгаторы в нефтедобыче, вещества, способствующие разрушению эмульсий, образовавшихся из нефти и воды. При введении в эмульсию деэмульгатор адсорбируются на поверхностном слое частиц дисперсной фазы (так называемых глобул), образуя вокруг глобул новый слой, насыщенный деэмульгатором, который обладает меньшей механической прочностью. Благодаря этому при столкновении глобул облегчается их слияние и разрушение эмульсии.

Диагностика – область знаний, включающая в себя сведения о методах и средствах оценки технического состояния машин, механизмов, оборудования, конструкций и других технических объектов [2].

Ингибитор – вещество, присутствие которого в небольших количествах в среде приводит к предотвращению или замедлению коррозии.

Ингибированием называется обработка продукции скважин ингибиторами.

Категория трубопровода (участка) – показатель, требующий для рассматриваемого трубопровода (участка) выполнения определенных условий по прочности, объему неразрушающего контроля и величине испытательного давления.

Ковалентная связь (атомная связь, гомеополярная связь) – химическая связь, образованная перекрытием (обобществлением) пары валентных электронных облаков. Обеспечивающие связь электронные облака (электроны) называются *общей электронной парой*.

Конденсатосборник – устройство, устанавливаемое на газопроводах для сбора конденсата.

Коррозия металлов – физико-химическое или химическое взаимодействие между металлом (сплавом) и средой, приводящее к ухудшению функциональных свойств металла (сплава), среды или включающей их технической системы. Слово коррозия происходит от латинского «corrodo» — разъедание.

Коррозия строительного материала – необратимый процесс ухудшения характеристик и свойств строительного материала в конструкции в результате химического и (или) физико-химического и (или) биологического воздействий или процессов в самом материале.

Кристаллическая решётка – вспомогательный геометрический образ, вводимый для анализа строения кристалла. Решётка имеет сходство с канвой или сеткой, что дает основание называть точки решётки узлами. В зависимости от типов химической связи между узлами различают ионные, атомные, молекулярные и металлические кристаллические решетки.

Линейная часть – это промысловый трубопровод с переходами через естественные и искусственные преграды, резервные нитки при переходах через водные преграды, лупинги (параллельные нитки на отдельных участках для производства ремонтных работ без прекращения подачи транспортируемого продукта), крановые узлы, камеры запуска и приёма очистных устройств и диагностических приборов.

Наводороживание – охрупчивание металлов и сплавов под влиянием водорода. Также вследствие наводороживания происходит уменьшение пластичности стали.

Надежность – свойство объекта сохранять заданные функции в течение установленного ресурса.

Отказ – событие, приведшее к нарушению работоспособности объекта [1].

Охрупчивание – переход материала от вязкого состояния к хрупкому под влиянием внутренних изменений фазового состава, перераспределение дефектов кристаллического строения, примесных атомов и др. (хладно-, сине-, красноломкость, отпускная хрупкость, замедленное разрушение, водородная хрупкость и др.) или разных внешних воздействий (коррозионное растрескивание, коррозионная усталость, радиационное охрупчивание и т.п.).

Парафиновые углеводороды (алканы) – насыщенные (предельные) углеводороды с общей формулой C_nH_{2n+2} . Содержание их в нефти может составлять 30–70 %.

Парциальное давление – давление, которое имел бы газ, входящий в состав газовой смеси, если бы он один занимал объём, равный объёму

смеси при той же температуре. Общее давление газовой смеси является суммой парциальных давлений каждого газа в смеси.

Переход – подводный участок трубопровода, прокладываемый под руслом реки, канала, озера и т.д.; воздушный - участок трубопровода, прокладываемый над рекой, каналом, оврагом, жел.- и автодорогами и т.д.; через жел.- и автодороги - участок трубопровода, прокладываемый под железной и автомобильной дорогой.

Плеть трубная – часть трубопровода, состоящая из сваренных встык секций.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) — химические соединения, которые, концентрируясь на поверхности раздела фаз, вызывают снижение поверхностного натяжения.

Препятствия – реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки и болота, овраги, балки, железные и автомобильные дороги, линии электропередач, различные пересекаемые трубопроводы.

Теплопроводность – это перенос теплоты структурными частицами вещества (молекулами, атомами, электронами) в процессе их теплового движения.

Траншея – временное земляное сооружение в виде выемки, для подземной прокладки трубопроводов.

Трасса трубопровода – положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекциями в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

Трубопровод внутриплощадочный товарного продукта – трубопровод в пределах рассматриваемого объекта, транспортирующий продукт, подготавливаемый к дальнейшему транспорту.

Трубопровод промысловый – трубопровод с устройствами на нем для транспорта газообразных и жидких продуктов под действием напора (разности давлений), от скважин до места выхода с промысла подготовленной к дальнейшему транспорту товарной продукции.

Турбулентность, турбулентное течение – явление, заключающееся в том, что при увеличении скорости течения жидкости или газа в среде самопроизвольно образуются многочисленные нелинейные фрактальные волны и обычные, линейные различных размеров, без наличия внешних, случайных, возмущающих среду сил и/или при их присутствии.

Секция трубная – трубный участок, состоящий из сваренных встык нескольких труб. Секции бывают 2-х, 3-х и 4-х трубные.

Стык – гарантийный кольцевой стык, свариваемый по специальной технологии и не подвергающийся испытанию внутренним давлением; замыкающий - кольцевой стык, соединяющий участки трубопровода при заданной температуре.

Факел для сжигания газа – сооружение для отведения газа, сжигаемого

согласно технологического регламента эксплуатации, от зданий и сооружений на безопасное расстояние.

Флуктуации – случайные отклонения от среднего значения физических величин, характеризующих систему из большого числа частиц; вызываются тепловым движением частиц или квантовомеханическими эффектами.

Футляр защитный – сооружение, воспринимающее нагрузки от подвижного состава железных и автомобильных дорог при пересечении их трубопроводами и предохраняющие железные и автомобильные дороги от попадания на них транспортируемых продуктов в случае их утечек.

Химическая коррозия – взаимодействие поверхности металла с (коррозионно-активной) средой, не сопровождающееся возникновением электрохимических процессов на границе фаз. Чаще всего это окисление металла, например, кислородом воздуха или кислотами, содержащимися в растворах, с которыми контактирует металл. Особенно подвержены этому металлы, расположенные в ряду напряжений (ряду активности) левее водорода.

Церезины – это высокоплавкие углеводороды, по составу и свойствам значительно отличаются от парафинов. Температура плавления церезинов 65...88 °С. Церезины имеют мелкоигольчатую структуру и кристаллизуются с трудом, температура кипения церезинов выше 600 °С. Церезины обладают большей химической активностью по сравнению с парафинами.

Число Авогадро, константа Авогадро – физическая константа, численно равная количеству специфицированных структурных единиц (атомов, молекул, ионов, электронов или любых других частиц) в 1 моле вещества, $N_A = 6,023 \cdot 10^{23}$ молекул/моль.

Электрофлотация – это флотация газом, образовавшимся в результате электролиза.

Электрохимическая коррозия – разрушение металла под воздействием возникающих в коррозионной среде гальванических элементов называют электрохимической коррозией. При электрохимической коррозии (наиболее частая форма коррозии) всегда требуется наличие электролита (в нашем случае это подтоварные воды).

Эмульсия – это такая смесь двух взаимно не растворимых (или очень мало растворимых) жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капелек (глобул). Диспергированную жидкость называют внутренней, или дисперсной фазой, а жидкость, в которой она находится, – дисперсионной, или внешней средой.

ОТВЕТЫ НА КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ

Часть 1 Входной контроль

<i>Вопрос</i>	<i>Ответ</i>
1	а
2	Разъемные, неразъемные
3	I – в; II – г; III – б; IV – а;
4	в
5	I – б; II – в; III – а;

Часть 2 Входной контроль

<i>Вопрос</i>	<i>Ответ</i>
1	а, д, е, ё, и
2	а
3	г
4	а
5	б

Часть 3 Входной контроль

<i>Вопрос</i>	<i>Ответ</i>
1	а,б,е,ё
2	а
3	2
4	в
5	б,г,е,ж
6	в,г,д
7	а,г,д
8	а,б,в,е
9	в,г,е
10	б
11	в,д

Часть 4 Входной контроль

<i>Вопрос</i>	<i>Ответ</i>
1	в
2	б
3	г
4	в
5	б
6	б
7	а
8	а
9	б

Часть 5 Входной контроль

<i>Вопрос</i>	<i>Ответ</i>
1	б
2	г
3	в
4	а
5	а
6	в

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Промысловые трубопроводы и оборудование: Учеб. Пособие для вузов/ Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – М.: ОАО «Издательство Недра», 2004. – 662 с.
2. Большая Советская Энциклопедия. Гл. ред. А.М. Прохоров. Изд.3-е. М., «Советская Энциклопедия», 1977. – 624 с.
3. СП 34 – 116 – 97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов. – М.: ВНИСТ, 1997 – 285 с.
4. РД 39 – 132 – 94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых нефтепроводов. – М.:ВНИСТ, 1993 – 430 с.
5. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 2004.-268 с.
6. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин. –Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 328 с.
7. Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, Г.Г. Васильев и др. – Технология сооружения газонефтепроводов. Под. ред. Г.Г. Васильева . Т.1: Учебник. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.
8. Белорусская Промышленная Компания: дорожно-строительная техника, мини-техника [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://belspb.ru> (дата обращения 27.02.10).
9. Лоскутова О.А. Перспективы развития шельфовых месторождений // ТЭК. – 2007. - №6 – С.30–35.
10. Российская государственная агропромышленная лизинговая компания [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosagroleasing.ru> (дата обращения 27.02.10).
11. Компания «Газовик – Пайп » [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://gazovik-pipe.ru> (дата обращения 27.02.10).
12. Сварка трубопроводов: учебное пособие / Ф.М. Мустафин, И.Г. Блехерова, О.П. Квятновский и др. – М.: Недра, 2002. – 350 с.
13. ВСН 006- 89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов сварка. – М.:ВНИСТ, 1989 – 218 с.
14. Butler Tech – система механических соединений при монтаже трубопроводов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.butlertech.ru (дата обращения 27.02.10).

15. Разработка и производство технических устройств для строительства трубопроводов для транспорта нефти и газа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vniist-podolie.ru> (дата обращения 27.02.10).
16. Буровой портал. Drillings.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.drillings.ru> (дата обращения 27.02.10).
17. Трубопроводный транспорт нефти/ С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.: Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. – изд. 2-е – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2006. – Т.2. – 621 с.
18. ВН 39-1.9-004-98 Инструкция по проведению гидравлических трубопроводов повышенным давлением. – М.:ВНИГАЗ, 1998 – 33 с.
19. ВСН 179 – 85 Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов «Михневский ремонтно – механический завод» – базовые машины (базовые установки), траншекопатели, трубоукладчики, экскаваторы, техника [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mrmz.ru> (дата обращения 27.02.10).
20. ЗАО «СМУ – 303», горизонтально бурение и бестраншейная прокладка труб [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.smu303.ru> (дата обращения 27.02.10).
21. ООО «Факел», ГНБ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fakel-orel.ru> (дата обращения 27.02.10).
22. ЗАО «Подводник», технология ГНБ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.yarpodvodnik.ru> (дата обращения 27.02.10).
23. Прокладка инженерных коммуникаций с применением микрощитов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.spsgnb.ru> (дата обращения 27.02.10).
24. ГОСТ Р 51858 – 2002 Нефть. – М.:ВНИИ НП, 2002 – 23 с.
25. ГОСТ 5542–87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. – М.:ВНЕСЕН, 1988 – 12 с.
26. ОСТ 5140–93
27. ВНТП 3–85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. – М.:ВНИСТ, 1985 – 202 с.
28. ОАО «Завод Нефтегазмаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.zngm.ru> (дата обращения 27.02.10).
29. Акционерная компания «Озна» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.oil-gas.ru> (дата обращения 27.02.10).
30. ООО НПО «НТЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.npontos.ru> (дата обращения 27.02.10).
31. Аграфенин С.И., Горячев А.А., Туманов А.П. Внедрение новых

- разработок в области транспорта и подготовки нефти // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 7. – С.135–137.
32. ОАО «Арзамасский приборостроительный завод» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.oapz.ru> (дата обращения 27.02.10).
 33. Мошков В.К. Комплексные инженеринговые решения по сбору и подготовки нефти на Арланском месторождении // Нефтяное хозяйство.– 2005. –№ 7. – С.106–108.
 34. Журавлев В.В., Тарасов М.Ю. Оптимизация процесса подготовки на ДНС – УПСВ// Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 12. – С.95–96.
 35. Нефтегазовое дело. Полный курс. Учебное пособие / Тетельмин В.В., Язев В.А. – Долгопрудный: Издательский Дом « Интеллект», 2009. – 800 с.
 36. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. –3-е изд., испр. и доп. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. –528 с.
 37. Крец В.Г. Основы нефтегазодобычи: учебное пособие / В.Г.Крец, Г.В.Лене: Томский политехнический университет. – 2-е изд., перераб. и доп. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 229 с.
 38. Гизбрехт Д.Ю., Мерзляков В.Ф., Гарифуллин И.Ш. Современные подходы к обустройству месторождений Республики Башкортостан повышающие рентабельность добычи нефти и газа // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 4. – С.68–70.
 39. Мильштейн Л.М. Опыт применения и перспективы совершенствования нефтегазовых сепараторов // Нефтяное хозяйство – 2009. – № 3. – С.88–91.
 40. ООО « Научно – производственное предприятие «Контэкс» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rotimulak.narod.ru> (дата обращения 27.02.10).
 41. Музипов Х.Н., Шамшеев К.А. Способ дегазации нефти в сепараторе первой ступени с помощью энергосберегающего устройства // Газовая промышленность. – 2006. – № 4. – С. 43–44.
 42. ОАО «СалаватНефтемаш» – изготовление оборудования для нефтегазодобывающих предприятий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.snm.ru> (дата обращения 27.02.10).
 43. Кучернюк В.А. Комплекс технических средств для автоматического управления работой установок предварительного сброса пластовой воды // Нефтепромысловое дело. – 2006. –№ 5. – С.47–50.
 44. Садриев А.Р., Гречухина А.А., Хамидуллин Р.Ф. Изучения влияния механико-акустического воздействия на процесс обезвоживания нефти

- // Технологии нефти и газа. – 2008. – № 3. – С.42–46.
45. Фахрутдинов Б.Х. Опытные-промышленные испытания деэмульгатора СНПХ -4315Д в НГДУ «Ямашнефть» ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 11. – С.99–101.
 46. Ширеев А.И. Подготовки нефти на месторождениях Татарстана // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 2. – С.100–102.
 47. Гарифуллин Ф.С., Бадретдинов А.М., Фролов В.А. Комплексная технология подготовки нефти и воды с использованием реагентов бинарного действия // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 4. – С.82–84.
 48. Шаймарданов В.Х., Масленников Е.П., Лоскутова Л.В. Некоторые особенности обработки нефти реагентами деэмульгаторами и их влияние на качество сточной воды // Технологии нефти и газа. – 2007. – № 2. – С.44–50.
 49. Тарасов М.Ю., Столбов И.В. Технологические принципы использования центрифугирования для разрушения ловушечных нефтей // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 2. – С.104–105.
 50. Садриев А.Р. Исследование воздействия микроволновой обработки на устойчивость нефтяных эмульсий // Технологии нефти и газа. – 2009. – № 1. – С.28–31.
 51. Шаймарданов В.Х., Масленников Е.П. Технология обессоливания нефти с использованием аппаратов с подвижной насадкой // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С.94–97.
 52. Сахабутдинов Р.З. Решение проблемы удаления сероводорода из товарной нефти в ОАО «Татнефть» // Технологии нефти и газа. – 2007. – № 2. – С.13–17.
 53. Урмомчев С.Ф., Полетаева О.Ю. Коагуляция механических примесей в потоке жидкости // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 9. – С.53–55.
 54. Тарасов М.Ю. Исследования способов регулирования реологических свойств высоковязкой продукции скважин Вынгапуровского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С.115–117.
 55. Сахабутдинов Р.З. Методы подготовки сверхвязких нефтей месторождений ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С.86–89.
 56. ОАО «Гиповостокнефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gipvn.ru> (дата обращения 27.02.10).
 57. Разработка нефтяных месторождений с применением законтурного и внутриконтурного заводнения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.revolution.allbest.ru> (дата обращения 27.02.10).
 58. Строительство газопроводов. Масляные пылеуловители. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.stroi-blok.ru> (дата

- обращения 27.02.10).
59. Аджиев А.Ю. Очистка углеводородного газа от примесей методом промывки // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 1. – С. 88–89.
 60. Аджиев А.Ю. Обобщение экспериментальных данных по растворимости углеводородов в диэтиленгликоле // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 6. – С. 47–49.
 61. Багиров А.Н. Результаты промышленных испытаний монопропиленгликоля для осушки газа на морских нефтегазовых промыслах ГНКАР // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 12. – С. 52–55.
 62. Запругалов Ю.Б., Рабинович Г.Л., Жаров Б.Б. Осушка и очистка от сероводорода газов на адсорбенте АКГ-981 // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 1. – С. 40–43.
 63. Шестерникова Р.Е. Результаты опытно-промышленных испытаний технологии очистки газа от сероводорода с образованием малорастворимого в воде сульфида железа // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 7. – С. 54–56.
 64. Финько В.Е. Новая технология подготовки и транспортировки природного газа // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 8. – С. 34–38.
 65. Всероссийская конференция по коррозии и электрохимии – мемориал Я.М. Колотыркина, 4-ая сессия. Москва: НИФХИ им. Л.Я. Карпова. – 2003. – С. 164–177.
 66. ГОСТ 27.002.89 Надежность в технике. – М.:АН СССР, 1990 – 53 с.
 67. М.С. Рыхлевская, Классификатор коррозионных сред месторождений НК Роснефть. – 2005. – 121 с.
 68. СТ СЭВ 4419-83 Защита от коррозии в строительстве. – М.:ПКС, 1981 – 28 с.
 69. А.Б. Киченко, С.Б. Киченко К вопросу о выборе методики для прогнозирования коррозионной ситуации в горизонтальных и слабонаклонных трубах, транспортирующих газожидкостные смеси // Практика противокоррозионной защиты. – 2007. – №3(45). – С. 6–25.
 70. Н.В. Чухарева, Р.Н. Абрамова, Л.М. Болсуновская, Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции: методические указания по выполнению лабораторных работ по курсу «Подготовка, транспорт и хранение» для студентов IV курса, обучающихся по направлению 130500 «Нефтегазовое дело» специальность 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ». – Томск: Изд-во ТПУ. – 2009. – 66 с.
 71. ГОСТ 13877-96 Штанги насосные и муфты штанговые. Технические условия. – М. АзинМАШ, 1996 – 32 с.
 72. ПБ 03-108-96 Правила устройства и безопасной эксплуатации

- технологических трубопроводов. – М. Госгортехнадзор России, 1995 – 130 с.
73. ГОСТ 9.908 Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости. – М.:УКП, 1987 – 16 с.
 74. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М. Госгортехнадзор России., 1989 – 89 с.
 75. Гречишкина И.В. Разумный баланс между стимулами и принуждением // Нефтегазовая Вертикаль – 2007. – № 21. – С. 45–47.
 76. NACE MR0175/ISO15156-2 Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production. – Brush Wellman Inc, 2003.
 77. Т.А. Бурдынь, Ю.Б. Закс. Химия нефти, газа и пластовых вод. М.: Изд-во Недра. – 1975. – 280 с.
 78. В.П. Тронов. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними – М.: Изд-ва Недра. – 1970. – 216 с.
 79. О.С. Татьянаина, Р.З. Сахабутдинова, Ф.Р. Губайдулин. Исследование условий образования отложений в системе транспорта нефти // Нефтегазопромысловое дело. – 2008. – №8. – С. 43–46.
 80. Н.А. Сваровская. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
 81. ГОСТ 30319.0(1, 2, 3)-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения. – М.:ВНИЦСМВ, 1997 – 9 с.
 82. С.К. Мокеров, А.Н. Родомакин. Отчет о визите группы специалистов ОАО «НК «Роснефть» в Канаду для изучения опыта эксплуатации трубопроводов в северных климатических условиях. – М.: ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – 121 с.
 83. Е.В. Каракоцкая, Р.Р. Ишмуратов. Эффективность методов повышения надежности промысловых трубопроводов // Транспорт и подготовка нефти. – 2005. – №11. – С. 116–117.
 84. С.М. Султанмагомедов. Обеспечение безопасной эксплуатации и долговечности промысловых трубопроводов подверженных канавочному износу: Автореферат. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2003 г. – 48 с.
 85. А.В. Емельянов Повышение безопасности и ресурса промышленного оборудования в условиях воздействия механических примесей и отложения солей: Автореферат. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2003 г. – 24 с.
 86. Ингибиторы коррозии – защита от коррозии металла [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.ingibitory.ru (дата обращения 03.06.10).
 87. А.Б. Киченко, С.Б. Киченко Оптимизация ингибиторной защиты

- промысловых трубопроводов, транспортирующих коррозионно-агрессивные газожидкостные смеси // Практика противокоррозионной защиты. – 2009. – №3(53). – С. 32–39.
88. Б.А. Мазепа Защита нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений. – М.: Недра, 1970. – 120 с.
89. Технические средства диагностирования: Справочник/В. В. Ключев, П. П. Пархоменко, В. Е. Абрамчук и др.; под общ. Ред. В. В. Ключева. – М.: Машиностроение, 1989. – 672 с.
90. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. – М.:ИПТЭР, 1994 – 276 с.
91. М.В. Ардышев Оператор ГРС. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ООО «Газпром Трансгаз Томск», 2008. – 97 с.
92. Трубопроводный транспорт нефти/ С.М.Вайншток, В.В.Новоселов, А.Д.Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М.Вайнштока: Учеб. Для вузов: В 2 т. -2-е стер. изд. – М.:ООО «Недра - Бизнесцентр», 2006. – Т.2. – 621 с.
93. Попеневская О.Ю. Технические средства и их особенности для проведения работ по определению местонахождения и вида дефектов и аномалий линейной части магистральных газопроводов // Материалы IV Научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ООО «Газпром трансгаз Томск». – Томск: Изд-во «Оптимум», 2009. – С. 105–117.
94. ЗАО «Везерфорд трубопроводный сервис» – диагностика трубопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.weatherford.ru> (дата обращения 27.02.10).
95. ЗАО «НефтеГазКомплектСервис». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tradecable.ru> (дата обращения 27.02.10).
96. ООО НТЦ «ТРАНСКОР-К» – неразрушающий контроль. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.transkor.ru> (дата обращения 27.02.10).
97. Князев М.А., Лукьянов В.Г. Проблемы использования попутного нефтяного газа в Томской области и возможные пути их решения // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири. – 2005. – С.43 – 48.
98. Аксенов А.В., Широков Ю.Ф. Регулирование рынка ПНГ: уточнить терминологию, добавить меры стимулирования и ответственности // Нефтегазовая Вертикаль – 2008. – № 20. – С.88 – 90.
99. Попутный нефтяной газ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.cctc.ru (дата обращения 30.05.10).

100. Компания «Новая Генерация» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.manbw.ru/analytics/png.html (дата обращения 30.05.10).
101. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: gasforum.ru/proekty-dokumentov/1232/ (дата обращения 30.05.10).

Учебное издание

ЧУХАРЕВА Наталья Вячеславовна
РУДАЧЕНКО Александр Валентинович
БАРХАТОВ Александр Федорович
ФЕДИН Дмитрий Владимирович

ТРАНСПОРТ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Учебное пособие

Издано в авторской редакции

Научный редактор
*доктор технических наук,
профессор В.А. Поляков*

**Отпечатано в Издательстве ТПУ в полном соответствии
с качеством предоставленного оригинал-макета**

Подписано к печати 12.10.2011. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».


Печать XEROX. Усл. печ. л. 10,23. Уч.-изд. л. 9,26.

Заказ 1202-11. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru