

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Институт повышения квалификации
и переподготовки

Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

Н. Г. Журавель

ПРОМЫСЛОВЫЙ СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА

ПОСОБИЕ

по одноименному курсу

**для слушателей специальности переподготовки
1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение
и реализация нефтегазопродуктов»
заочной формы обучения**

Гомель 2017

УДК 622.278(075.8)
ББК 33.361я73
Ж91

*Рекомендовано кафедрой «Разработка, эксплуатация
нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 14.12.2016 г.)*

Рецензент: доц. каф. РЭНМиТН ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. экон. наук, доц. *М. Е. Лебешков*

Журавель, Н. Г.

Ж91 Промысловый сбор и подготовка нефти и газа : пособие по одноим. курсу для слушателей специальности переподготовки 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение и реализация нефтегазопродуктов» заоч. формы обучения / Н. Г. Журавель. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 111 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

В пособии приведены основные свойства продукции скважин, влияющие на технологии сбора и подготовки, а также основные сведения о процессах промышленной подготовки нефти, газа и воды, теоретические основы промышленной транспортировки и хранения, осложняющих процессах в работе трубопроводов. Рассмотрены основные принципы гидравлических расчетов трубопроводов и технологического оборудования.

Для слушателей специальности переподготовки 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение и реализация нефтегазопродуктов» ИПКиП.

**УДК 622.278(075.8)
ББК 33.361я73**

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет

ВВЕДЕНИЕ

Продукция скважин нефтяных месторождений не является однофазной системой – нефтью или газом. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, нефтяной попутный газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Таким образом, скважинная продукция (сырье, сырая нефть) – многофазная, многокомпонентная система.

В то же время, товарная нефть, продаваемая потребителю, – однофазная нефтяная система, качество которой соответствует требованиям действующих нормативно-технических документов. Поэтому на пути от скважины до товарного резервуара сырая нефть подвергается специальной обработке, включающей удаление лёгких углеводородных газов, находящихся в свободном или растворённом состоянии, отделение воды, извлечение растворённых солей

Комплекс технологического оборудования и промышленных сооружений, где осуществляются все названные процессы, представляет собой систему сбора и подготовки в общем комплексе обустройства нефтяных месторождений. Промысловое обустройство требует большого объёма капитальных вложений, значительная доля которых приходится на сооружение систем сбора и транспорта нефти и газа. Поэтому грамотная промысловая подготовка имеет первостепенное значение как для снижения капитальных затрат и эксплуатационных расходов, так и для сокращения сроков обустройства и, следовательно, – ускорения ввода в действие новых месторождений.

Состояние и свойства нефтяных систем, прежде всего, определяются термобарическими условиями. При движении углеводородной системы по всей цепочке "пласт – скважина – система сбора и подготовки – магистральный трубопровод" непрерывно изменяется давление и температура. В результате изменяются фазовое состояние системы, компонентный состав фаз, и как следствие, их физико-химические свойства.

При подготовке добываемого углеводородного сырья к магистральному транспорту, на современных промыслах получили широкое применение технологические процессы, основанные на максимальном использовании энергии пласта и внутрискважинного оборудования, принципа разделения (сепарации) пластовой смеси под действием естественных сил гравитации, инерции и других.

Современный инженер по промышленному трубопроводному транспорту и подготовке продукции скважин (нефти, газа и воды) 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. 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.

1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

1.1. Состав нефти. Нефть как дисперсная система

Нефть представляет собой сложную природную смесь углеводородов различных классов, а так же многочисленных сернистых, азотистых, кислородных и некоторых других соединений.

Элементарный состав нефти, изменяется в довольно узких пределах и представлен следующими элементами - углерод (С 82-87%), водород (Н 11-14%), сера (S – 0,1-5%), азот (N) и кислород (O). Общая доля S, N, O может достигать 5-8%. В нефти в микроколичествах присутствуют и другие элементы, преимущественно металлы: ванадий, хром, никель, железо, кобальт, магний, титан, германий, натрий, кальций, а также фосфор и кремний. Их содержание не превышает сотых долей процента.

Фракционный состав нефти – количество и объем долей нефти, выкипающих в определенном интервале температур. Началом кипения фракции считают температуру падения первой капли сконденсированных паров. Концом кипения фракции считают температуру, при которой испарение фракции прекращается.

Различают следующие основные фракции нефти:

- 28–180 °С – широкая бензиновая фракция;
- 140–200 °С – уайт–спирит;
- 180–320 °С – широкая керосиновая фракция;
- 150–240 °С – осветительный керосин;
- 180–280 °С – реактивное топливо;
- 140–340 °С – дизельное топливо (зимнее);
- 180–360 °С – дизельное топливо (летнее);
- 350–500 °С – широкая масляная фракция;
- 380–540 °С – вакуумный газойль.

Под групповым составом фракции понимают количественное соотношение в ней отдельных групп углеводородов (группа – несколько гомологических рядов) или гетероатомных соединений.

Компонентный состав нефти определяется номенклатурой веществ, входящих в ее состав. Основные вещества, из которых состоит нефть – углеводороды: парафиновые (алканы), циклические или нафтеновые (циклоалканы), ароматические (арены). Выделяют так же элементоорганические гетероатомные соединения – кислородсодержащие (асфальто-смолистые), сернистые (меркаптаны, сульфиды), азотистые (пиридины и их гомологи).

Парафиновые углеводороды. (C_nH_{2n+2}). Содержание парафиновых углеводородов в нефти зависит от происхождения и колеблется от долей процента до 20%.

Из нефти выделены все алканы нормального строения, вплоть до $C_{33}H_{68}$. $C_5 - C_{16}$ – жидкости, C_{17} и более – твердые вещества.

Парафиновые углеводороды при определенных условиях склонны к образованию ассоциатов (надмолекулярных структур). Межмолекулярные взаимодействия высокомолекулярных алканов обусловлены водородными связями и дисперсионными силами. Парафиновые надмолекулярные структуры могут существовать в нефтяной системе только в области низких температур и полностью дезагрегируются при повышении температуры.

Нафтеновые углеводороды (циклоалканы) в нефтях присутствуют в основном в виде углеводородов гибридного строения. Структурными звеньями гибридных углеводородов, кроме 5- и 6-членных колец, являются парафиновые цепи и ароматические циклы. Различают моноциклические (C_nH_{2n}), бициклические (C_nH_{2n-2}), три- и полициклические (C_nH_{2n-4} , C_nH_{2n-6}) углеводороды. Моно- и бициклические нафтены в основном – жидкости. Полициклические – твердые вещества.

В нефти нафтены могут преобладать над другими классами углеводородов. Содержание их колеблется от 25 до 75% масс. Наибольшей устойчивостью обладают 5- и 6-членные циклы: циклопентан, циклогексан, метилциклогексан, этилциклогексан. Они и преобладают в нефтяной системе

В отличие от парафиновых углеводородов с тем же числом атомов углерода циклоалканы находятся в ассоциированном состоянии при более высокой температуре. Число молекул в ассоциате от 2 до 4-5 в зависимости от температуры и строения.

Ароматические углеводороды. В большинстве случаев арены по содержанию в нефти уступают алканам и циклоалканам.

Арены представлены в нефтях различными гомологическими рядами: моноциклические углеводороды ряда бензола; бициклические - ряда нафталина; три-(фенантрен, антрацен) и тетра- циклические углеводороды (пирен и его гомологи).

Арены, особенно полициклические, имеют повышенную склонность к межмолекулярному взаимодействию. Полициклические ароматические углеводороды образуют двумерную (плоскостную) структуру и склонны к межмолекулярному взаимодействию и в области высоких температур с образованием сложной структурной единицы.

Гибридные углеводороды. К гибридным относят углеводороды смешанного строения: парафино-нафтенowego, парафино-ароматического, нафтенно-ароматического. Это твердые углеводороды с фрагментами длинноцепочечных структур, содержащих циклановое или ароматическое кольцо. В нефти представлены преимущественно церезинами. Встречаются так же в составе парафиновых отложений.

Элементоорганические гетероатомные соединения представлены кислородсодержащими, сернистыми и азотистыми соединениями. Наибольшее значение с точки зрения технологии сбора и подготовки нефти имеют кислородсодержащие вещества, к которым относятся смолы, асфальтены, нафтеновые кислоты.

Асфальто-смолистые вещества (АСВ) – высокомолекулярные гетероциклические соединения, содержащие два и более гетероатома (S, N₂, O₂). Их содержание в нефти может достигать до 25-50%.

Асфальтены в нефтях могут находиться в молекулярном состоянии и в виде надмолекулярных структур, в состав которых входит до 5 и более молекул.

Нефть представляет собой по отношению к асфальтенам смесь растворителей, лиофобных (метановые углеводороды и, возможно, нафтены) и лиофильных (ароматические углеводороды и, особенно, смолы).

Если дисперсионная среда (нефть) содержит углеводороды, хорошо растворяющие асфальтены, то они, как правило, не образуют ассоциатов. Если же дисперсионная среда лиофобна по отношению к асфальтенам, то в такой нефти асфальтены образуют ассоциаты, которые коагулируют и выпадают в твердую фазу при высокой степени ассоциации. Или они могут находиться в системе во взвешенном состоянии, если вязкость системы высока, а степень ассоциации асфальтенов низкая.

Область условий, при которых нефтяная система является молекулярной, зависит от ее химического состава. С ростом содержания асфальто-смолистых соединений область молекулярного состояния постепенно вырождается, и нефтяная система становится дисперсной при любых значениях давления и температуры. Так, сырым нефтям присуща исходная дисперсность, обусловленная наличием в них асфальто-смолистых веществ.

1.2. Физико-химические свойства нефти.

Основными свойствами нефти, влияющими на технологию подготовки, транспорта и хранения в промышленных условиях являются плотность, вязкость, текучесть, тепловые и электрические свойства, токсичность.

Плотностью нефти считают количество покоящейся массы, заключенной в единице объема и выражают в килограммах на кубический метр. На практике чаще имеют дело с относительной плотностью, т.е. отношением абсолютной плотности нефти к плотности дистиллированной воды при 4 °С. Эта величина обозначается символом ρ_4^{20} , где верхний индекс – температура нефти, нижний – температура воды.

Для большинства нефтей плотность находится в пределах 750-1000 кг/м³. Различие в плотности связано с количеством углеводородов разных классов, входящих в состав нефти. Так, нефть с преобладанием метановых углеводородов легче нефти, богатой ароматикой. Плотность смолистых веществ нефти выше 1000 кг/м³, поэтому смолистые нефти более тяжелые (рис. 1.1)



Рис. 1.1. Зависимости функций распределения относительной плотности от числа атомов углерода в молекуле для: 1 – н-парафинов; 2 – изопарафинов; 3 – циклопарафинов; 4 – циклогексанов; 5 - ароматических

По величине плотности нефти условно разделяют на три группы: легкие (750-860 кг/м³), средние (860- 900 кг/м³) и тяжелые (900-1000 кг/м³)

При фракционной разгонке плотность отдельных фракций возрастает с повышением температуры выкипания фракции. Общая плотность нефти зависит от соотношения легкокипящих и тяжелых фракций. Легкие нефти содержат преобладающее количество низкокипящих фракций, а тяжелые – высококипящих: масел, смол. Поэтому плотность нефти дает первое приближенное представление о ее составе.

Плотность нефти зависит от температуры и давления. С повышением температуры плотность сепарированной нефти уменьшается и наоборот. Плотность пластовой нефти при увеличении температуры в области давлений ниже давления насыщения возрастает, а в области выше давления насыщения – уменьшается. При увеличении давления плотность нефти возрастает, хотя и очень мало по сравнению с номинальными значениями.

Вязкость является важнейшей физической константой, характеризующей эксплуатационные свойства нефти, ее текучесть. Вязкость определяется структурой и соотношением углеводородов, составляющих нефть, т.е. ее природой. Среди различных групп углеводородов наименьшую вязкость имеют парафиновые, наибольшую - нафтеновые углеводороды.

Нефть представляет собой дисперсную систему, обладающую определенными структурно механическими свойствами, обусловленными

межмолекулярным взаимодействием электростатической и электродинамической природы. Параметр вязкости наиболее полно отражает эти взаимодействия и величина его коррелирует со степенью их проявления.

С точки зрения математики физические параметры нефтяных дисперсных систем нельзя рассчитывать по принципу аддитивности (свойство величин, состоящее в том, что значение величины, соответствующее целому объекту, равно сумме значений величин, соответствующих его частям). Поэтому вязкость нефти нельзя рассчитывать как сумму вязкостей индивидуальных углеводородов, входящих в ее состав

Различают абсолютную динамическую вязкость, характеризующую силу трения, возникающую между единицами поверхности двух смежных слоев внутри жидкости при их взаимном перемещении.

Динамическая вязкость определяется по уравнению Ньютона:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy}, \quad (1.1)$$

где A – площадь перемещающихся слоев жидкости; F – сила, требующаяся для поддержания разности скоростей движения между слоями на величину dv ; dy – расстояние между движущимися слоями жидкости; dv – разность скоростей движущихся слоев жидкости; μ – коэффициент пропорциональности, динамическая вязкость.

Для гидравлических расчетов часто используют кинематическую вязкость – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одного ее слоя относительно другого с учетом силы тяжести:

$$\eta = \mu/\rho. \quad (1.2)$$

Определение динамической вязкости представляет определенные трудности. На практике определяют относительную вязкость, а по ее значению кинематическую и абсолютную. Относительная вязкость показывает во сколько раз вязкость данной нефти при данной температуре больше или меньше вязкости воды (примерно $1\text{мПа}\cdot\text{с}$ при 20°C). Относительную вязкость определяют при помощи вискозиметра Энглера, то есть оценивают отношение времени истечения испытуемой жидкости при температуре t ко времени истечения того же объема воды при 20°C .

По относительной вязкости вычисляют коэффициент кинематической вязкости, и по формуле (1.2) рассчитывают динамическую вязкость.

Вязкость нефти незначительно возрастает с повышением давления. С увеличением температуры – уменьшается, а с понижением – увеличивается, особенно интенсивно в области ее отрицательных значений.

Вязкость нефти уменьшается с повышением количества растворенного в ней углеводородного газа, причем, чем выше молярная масса газа,

тем ниже вязкость нефти. С увеличением количества азота, растворенного в нефти, вязкость последней будет возрастать.

Абсолютное значение вязкости зависит от компонентного состава нефти. Вязкость смесей аренов больше вязкости смесей алканов. Чем больше в нефти содержится смол и асфальтенов, тем выше ее вязкость. Вязкость сырой нефти выше вязкости сепарированной.

Реологические свойства нефти. Существуют две распространенные модели жидкости. Первая из них предполагает, что в жидкости при движении нет касательных напряжений. Это модель идеальной жидкости. Вторая модель учитывает появляющиеся при движении касательные напряжения. Это модель вязкой жидкости.

В простейшем случае прямолинейного слоистого (ламинарного) течения связь между касательным напряжением τ и производной скорости v по нормали определяется законом вязкого трения Ньютона:

$$\tau = \mu \cdot dv/dy, \quad (1.3)$$

где μ - динамический коэффициент вязкости (динамическая вязкость).

Этот коэффициент определяется свойствами жидкости и зависит от давления и температуры.

Существует много сред, которые хорошо описываются моделью (1.3) вязкой ньютоновской жидкости. В то же время имеются и другие жидкие среды, для описания которых модель вязкой жидкости не подходит. Эти жидкости называются неньютоновскими.

Если нефть не содержит сложных структурных единиц, то она представляет собой молекулярный раствор различных низко- и высокомолекулярных соединений и подчиняется закону вязкого трения Ньютона (1.3). При движении вязкой ньютоновской жидкости по трубе круглого сечения касательное напряжение τ пропорционально градиенту скорости v :

$$\tau = \mu \cdot dv/dr, \quad (1.4)$$

где r – радиус; dv/dr – скорость сдвига.

Это простейшее реологическое уравнение жидкости. Оно содержит единственный реологический параметр – динамическую вязкость.

Зависимость касательного напряжения от скорости сдвига называется кривой течения или реологической кривой.

В координатах τ - dv/dr поведение нефти указанного выше типа будет описываться прямой 1, выходящей из начала координат (рис.1.2).

Тангенс угла наклона прямой 1 к оси ординат характеризует вязкость жидкости (нефти) и при постоянной температуре есть величина постоянная:

$$\operatorname{tg} \alpha = \mu = \operatorname{const} \quad (1.5)$$

Физико-химические и механические свойства нефтяных дисперсных систем зависят от степени структурирования высокомолекулярных соединений, от соотношения дисперсной фазы и дисперсионной среды.

Если нефть представляет собой свободнодисперсную систему, то ее течение качественно совпадает с течением гомогенных жидкостей, т.е. при ламинарном режиме течения сохраняется пропорциональность между напряжением сдвига и скоростью сдвига. Количественно отличие выражается в том, что вязкость системы оказывается выше вязкости чистой (гомогенной) жидкости, т.к. дисперсные частицы оказывают дополнительное сопротивление перемещению слоев жидкости.

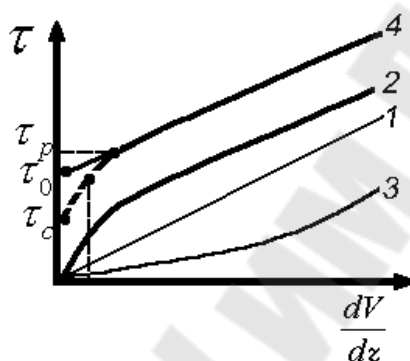


Рис.1.2. Кривые течения 1 — ньютоновская жидкость; 2 — псевдопластичная; 3 — дилатантная; 4 — вязкопластичная жидкости

Наличие структуры в жидкости изменяет характер кривых течения. Широкий спектр размеров частиц в нефтяной дисперсной системе и их взаимодействие между собой обуславливает большое разнообразие реологических свойств нефтей.

Нефти, представляющие собой связнодисперсную систему, уравнению Ньютона не подчиняются, т.к. при их течении утрачивается пропорциональность между приложенной нагрузкой (напряжением сдвига) и вызываемой ею деформацией (скоростью сдвига), кривая 2 на рис.1.2. Жидкость продолжает сохранять способность к течению при сколь угодно малых напряжениях сдвига, но по мере увеличения скорости сдвига в жидкости происходит разрушение еще слабых связей между ассоциатами, упорядочение взаимного положения и ориентация частиц относительно направления потока. Все это приводит к относительному уменьшению прилагаемого к жидкости напряжения сдвига τ и кривая течения 2 становится обращенной выпуклостью к оси τ . Такие жидкости называются псевдопластичными.

Течение псевдопластичной жидкости подчиняется степенному закону:

$$\tau = \kappa^* (dv/dr)^n, \quad (1.6)$$

где κ^* – консистентность системы; n – индекс течения.

Индекс течения характеризует отклонение системы от состояния ньютоновской жидкости:

$n = 1$ – ньютоновская жидкость;

$n < 1$ – псевдо пластичная жидкость;

$n > 1$ – дилатантная жидкость, кривая 3, рис.1.2.

Кривые течения степенных жидкостей проходят через начало координат.

Системы, в которых жидкая фаза пронизана сплошной структурной сеткой, приобретают способность к течению только после разрушения этой сетки. Примером такой системы является нефть, содержащая сетку из кристаллов парафина или частиц асфальтенов. Идеальное вязкопластичное течение описывается прямой 4, тангенс угла наклона которой к оси скорости сдвига численно равен пластической вязкости μ^* . Течение таких жидкостей (нефтей, водонефтяных эмульсий) начинается только после того, как напряжение сдвига превысит некоторый предел τ_0 . При этом структура начинает разрушаться, и жидкость течет.

Уравнение, описывающее течение вязко-пластичных жидкостей, известно как уравнение Шведова-Бингама:

$$\tau = \tau_0 + (\mu^*) * dv/dr. \quad (1.7)$$

При рассмотрении кривых течения реальных вязкопластичных жидкостей можно наблюдать три характерных точки:

τ_c – напряжение сдвига, при котором начинается течение (статическое напряжение сдвига);

τ_0 – предельное (динамическое) напряжение сдвига;

τ_p – напряжение сдвига, при котором структура полностью разрушена и жидкость начинает течь как ньютоновская.

Исследования реологического поведения нефтей показали, что при температурах, близких к температуре застывания, нефти хорошо подчиняются модели Шведова-Бингама.

Пластическую вязкость можно выразить через реологические параметры τ_0 и μ^* :

$$\mu^* = \mu + \tau_0/(dv/dr) \quad (1.8)$$

Структурообразование многократно повышает эффективную вязкость нефти, особенно при течении со сравнительно низкими скоростями.

Неньютоновские вязкие жидкости делятся на две группы: первая – жидкости, обладающие начальным напряжением сдвига τ_0 (при $\tau \leq \tau_0$ система ведет себя как твердое тело); вторая – жидкости не обладающие начальным напряжением сдвига τ_0 . Для неньютоновских вязких жидкостей вводится понятие кажущейся вязкости.

Вязкость неньютоновской жидкости, в отличие от вязкости ньютоновской, не является постоянной величиной, а зависит от величины напряжения сдвига:

$$\mu^* \neq \text{const}, \quad \mu^* = f(\tau, dv/dr, T) \quad (1.9)$$

Это сильно влияет на затраты энергии при перекачке по трубопроводам нефтей, содержащих дисперсные частицы.

Например, из-за того, что кажущаяся вязкость зависит от скорости сдвига (рис. 1.3), потребуются дополнительные затраты энергии на разрушение структуры в начальный период при пуске насосных станций.

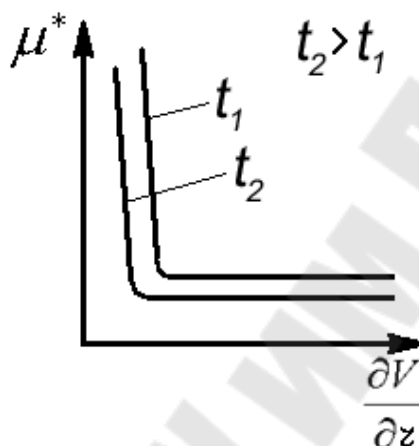


Рис. 1.3. Зависимость кажущейся вязкости неньютоновской жидкости от скорости сдвига и температуры

Значение предельного напряжения сдвига в НДС зависит от температуры нефтяной системы. В области температур, при которых система находится в состоянии геля, структурно-механическая прочность и устойчивость системы зависит от состава дисперсионной среды, ее растворяющей способности, концентрации твердой фазы, соотношения в твердой фазе парафинов и асфальтенов. При повышении температуры свойства геля изменяются, уменьшается его механическая прочность, и система приобретает текучие свойства. При температуре, соответствующей температуре застывания, нефть из связнодисперсного состояния переходит в свободнодисперсное состояние (состояние аномальной жидкости). При определенной температуре система переходит из состояния аномальной (неньютоновской) жидкости в состояние молекулярного раствора (ньютоновская жидкость), характеризующееся наименьшей вязкостью системы при данной температуре.

Таким образом, при подогреве нефти ее неньютоновские свойства сглаживаются, зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига уменьшается.

При некоторой температуре, соответствующей точке слияния кривых (рис.1.4), жидкость становится ньютоновской: вязкость подогретой жидкости не зависит от скорости сдвига.

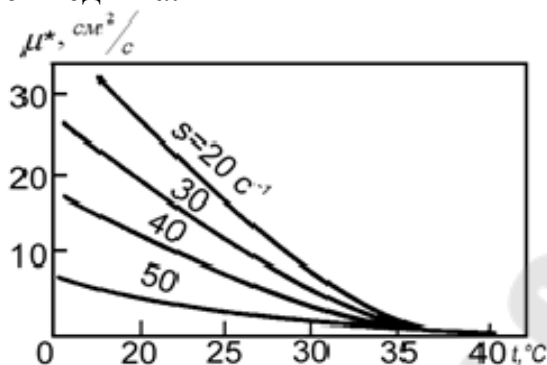


Рис. 1.4. Зависимость кажущейся вязкости неньютоновской жидкости от температуры и скорости сдвига

Зависимость вязкости структурированной системы от напряжения сдвига представлена на рис.1.5.

На участках 1 и 3 вязкость системы (μ_1 и μ_3) является величиной постоянной при данной температуре. На этих участках НДС соответствует по своей консистенции состояниям геля, и молекулярному раствору ВМС нефти. На участке 2 нефть находится в состоянии аномально вязкой жидкости, вязкость (μ_2) является величиной переменной и характеризует равновесие процессов разрушения и восстановления структуры в зависимости от приложенного τ .

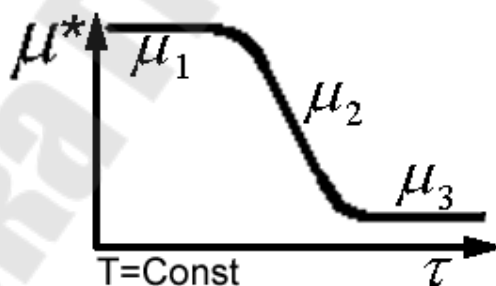


Рис. 1.5. Кривая эффективной вязкости пластовой нефти

Разрушение коагуляционных структур, образованных высокомолекулярными парафинами и асфальтенами, имеет свои особенности. После приложения определенной нагрузки к нефти, обладающей такой структурой, немедленного разрушения структуры не наблюдается. Степень разрушения зависит не только от скорости сдвига, но и от времени воздействия нагрузки. Характерно, что после снятия нагрузки прочность структуры через определенное время восстанавливается полностью, т.е. вязкость от величины μ_3 увеличивается до значения μ_1 (рис.1.5). Такая способность к

самопроизвольному восстановлению структуры после ее разрушения называется тиксотропией.

Парафинистые нефти и агрегативно-устойчивые концентрированные водонефтяные эмульсии облают свойством самопроизвольного увеличения прочности структуры τ_0 во времени и восстановления структуры после ее механического разрушения.

Время восстановления структуры после ее механического разрушения для различных нефтей и эмульсий может колебаться от нескольких минут до десятков часов.

Тиксотропные свойства нефти зависят от содержания, химического состава, дисперсного состояния высокомолекулярных парафинов нефти, содержания и адсорбционного действия на процессы кристаллизации парафина смолисто-асфальтеновых веществ, температурного воздействия на нефть и др.

Для снижения тиксотропных свойств нефти применяют термообработку нефти и специальные депрессорные присадки.

Ранее было показано, что структурно-механическая прочность НДС, τ_0 , тем меньше, чем меньше радиус ядра ССЕ и больше толщина сольватного слоя.

Поэтому назначение депрессорных присадок – повысить степень дисперсности нефтяной системы и тем самым снизить структурно-механическую прочность τ_0 и понизить температуру застывания нефти.

Установлено, что чем больше молекулярная масса парафинов нефти и чем выше их концентрация, тем меньше влияют асфальтены и добавляемые депрессоры на температуру перехода НДС из жидкого состояния в твердое.

Механизм действия депрессоров можно объяснить исходя из следующих представлений:

- высокомолекулярные парафины в НДС образуют надмолекулярные структуры – ассоциаты макромолекул, способные самостоятельно существовать при температурах выше температуры кристаллизации парафиновых углеводородов;
- действие депрессорных присадок сводится к влиянию на процесс ассоциации твердых парафиновых углеводородов при температурах выше температуры кристаллизации парафина и связано с образованием комплексов между присадкой и парафином.

Молекулы присадок, благодаря наличию в них парафиновых цепей, взаимодействуют с молекулами парафиновых углеводородов на стадии формирования надмолекулярной структуры и входят в состав ассоциата. При этом увеличивается толщина сольватной оболочки ССЕ, изменяется размер надмолекулярных структур, происходит ослабление сил взаимодействия между ассоциатами и между дисперсной фазой и дисперсионной

средой. В результате образуются более рыхлые, более подвижные ассоциации и снижается прочность структуры. Это приводит к следующим явлениям:

— смещению температуры застывания систем в область более низких температур

— смещению структурных переходов парафина из агрегированного состояния в пространственное, в область более высоких его концентраций.

Тепловые свойства нефти характеризуются такими параметрами, как теплоемкость, теплопроводность и теплота сгорания.

Под теплоемкостью (c_p) понимается количество теплоты (dQ), которое необходимо передать единице массы вещества (M) чтобы повысить его температуру (dT) на 1°C или 1K :

$$c_p = dQ/MdT \quad (1.10)$$

Величина теплоемкости зависит от температуры, поэтому каждое ее значение необходимо относить к определенной температуре или интервалу температур. Для большинства нефтей величина теплоемкости находится в интервале $1500\text{-}2500\text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$ при температурах $0\text{-}50^\circ\text{C}$. Теплоемкость пресной воды - $4190\text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$.

Теплопроводность нефтей определяет перенос энергии от более нагретых участков неподвижной поверхности к более холодным.

Коэффициент теплопроводности (λ) описывается законом теплопроводности Фурье и характеризует количество теплоты (dQ), переносимой в веществе через единицу площади (S) в единицу времени (t) при градиенте температуры (dT/dx), равном единице.

$$dQ = \lambda \frac{dT}{dx} S dt \quad (1.11)$$

Коэффициент теплопроводности (λ) для нефтей находится в интервале $0,1 - 0,2\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{K})$

Теплота сгорания (теплотворная способность) характеризует количество тепла, выделившегося при полном сгорании 1 кг топлива до углекислоты и воды.

Теплота сгорания растет с увеличением молярной массы углеводорода и влажности. Наибольшей теплотворной способностью обладают бензины ($\approx 11230\text{ ккал}/\text{кг}$). При переходе к тяжелым фракциям теплотворная способность снижается. Наименьшую теплоту сгорания имеют мазуты ($\approx 10843\text{ ккал}/\text{кг}$)

Теплоту сгорания определяют экспериментально сжиганием топлив в калориметрах, или оценивают по эмпирическим формулам, например по формуле Д.И. Менделеева (С, Н, О, S содержание в топливе углерода, водорода, кислорода и серы в % соответственно):

$$Q = 81C + 300H - 26(O - S) \quad (1.12)$$

Температура застывания имеет существенное значение для транспортировки нефти. Температурой застывания нефти принято считать температуру, при которой нефть, налитая в пробирку, расположенную под углом 45° , остается неподвижной в течение 1 минуты.

Нефть – многокомпонентная система, поэтому переход ее в другое агрегатное состояние совершается не при конкретной температуре, а в некотором интервале. Величина температуры застывания является условной и существенно зависит от химического состава нефти. Этот параметр линейно связан с содержанием парафина в нефти.

Температура вспышки или воспламенения – это температура до которой необходимо нагреть нефть в закрытом тигле, чтобы ее пары образовывали с воздухом взрывчатую смесь, воспламеняющуюся при поднесении к ней открытого огня. Чем больше в нефти легких фракций, тем ниже ее температура вспышки. Температура вспышки – одна из характеристик пожаровзрывоопасности нефтей.

Испарение – процесс перехода вещества из жидкого (или твердого) состояния в газообразное (парообразное). Испарение происходит со всякой свободной поверхности и при любой температуре. испарение с поверхности покоящейся жидкости называется статическим. Испарение усиливается в динамических условиях, когда есть отвод газа (пара) от поверхности (принцип Ле-Шателье).

Испаряемость нефти находится в прямой зависимости от давления ее насыщенных паров. Под давлением насыщенных паров понимают давление, создаваемое парами компонентов нефти в газовой фазе, соответствующее моменту прекращения испарения.

Испарение или конденсацию паров производят однократным или многократным постепенным способами. Однократное испарение – это процесс при которых образовавшиеся жидкая и газовая фазы не отводятся из процесса до его окончания. После достижения заданных параметров фазы разделяют в один прием, т.е. однократно. При этом принимают, что обе фазы находятся в равновесии.

Ступенчатое (дифференциальное) испарение – процесс, при котором выделившийся из нефти газ непрерывно отводится из системы. Объем системы при этом не меняется, но общее количество каждого компонента в системе будет уменьшаться (фазовый состав смеси постоянно меняется). Т.е. газ, выделяющийся на каждой ступени, не находится в равновесии с нефтью, а отводится из нее.

В нефтепромышленной практике процесс испарения называют разгазированием. На промыслах разгазирование производится под давлением и при температуре, характерных для данной системы сбора и стадии технологической цепочки промысловой подготовки продукции скважин. В случае если однократное разгазирование производится при атмосферном дав-

лении и температуре 20°C, его называют однократным стандартным разгазированием (ОСР)

При испарении многокомпонентной смеси происходит постепенное изменение ее состава. Этот процесс зависит от концентрации легких фракций в нефти и температуры.

Электрические свойства нефти. Безводная нефть и нефтепродукты являются диэлектриками. У безводных чистых нефтепродуктов электропроводность совершенно ничтожна, что имеет важное практическое значение и применение.

Диэлектрическая проницаемость (ϵ) показывает, во сколько раз взаимодействие между электрическими зарядами в данном веществе меньше, чем в вакууме, при прочих равных условиях.

Теоретически считается, что если для вещества величина $\epsilon < 2,5$, то это вещество является диэлектриком. Величины ϵ изменяются в следующих диапазонах: для нефтяного газа – 1,001-1,015; для нефти – 1,86 – 2,38; для смол и асфальтенов – 2,7 – 2,8; для воды – 80 – 80,1.

Высокими диэлектрическими свойствами обусловлена электризация углеводородных жидкостей. При трении частиц нефти между собой и о стенки технологического оборудования возникают заряды статического электричества до нескольких десятков киловольт. Их разряд может вызвать искру, а, следовательно, и загорание нефтепродукта. Надежным методом борьбы с накоплением статического электричества является заземление всех металлических частей технологического оборудования. Предотвращению разрядов статического электричества способствует так же ограничение скорости перекачки не более 10 м/с.

1.3. Состав и физико-химические свойства нефтяного газа

Нефтяной газ – газообразная фаза пластовой нефти, в которой содержание газообразных компонентов при соответствующих термобарических условиях, является преобладающим. Индивидуальный компонентный состав нефтяного газа при атмосферных условиях представлен следующими веществами:

Состав нефтяного газа

Компоненты							
Неуглеводородные			Углеводородные				
N ₂	CO ₂	H ₂ S	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀

В нефтяном газе в виде паров могут присутствовать другие компоненты пластовой нефти – нормальный и изо-пентан, а так же более тяжелые компоненты C₆-C₁₀. Состав паров нефти в нефтяном газе является функцией не только состава пластовой нефти, но и термобарических условий разгазирования. Из углеводородных компонентов в нефтяном газе всегда присутствуют пары воды.

Все углеводороды нефтяного газа имеют линейное строение и считаются неполярными. Его можно рассматривать как идеальный газ, так как силами взаимодействия между молекулами можно пренебречь. К нефтяному попутному газу можно применять законы физики для идеальных систем. С точки зрения математики к расчету физико-химических свойств нефтяного попутного газа, как многокомпонентной системы, применим принцип аддитивности. Это означает, что каждый компонент газа в смеси ведет себя так, как если бы он был один. Для оценки макроскопических свойств нефтяного попутного газа ($\Pi_{см}$) в нормальных и стандартных условиях применяются аддитивные методы расчета:

$$\Pi_{см} = \sum_{i=1}^n \Pi_i \cdot N_i(g_i, V_i), \quad (1.13)$$

где N_i – молярная доля i -го компонента; g_i – весовая доля i -го компонента; V_i – объемная доля i -го компонента; Π_i – физико-химический параметр i -го компонента

Плотность нефтяного газа – первичная характеристика, определяющая массу газа, заключенную в 1 м³, при 0°С и атмосферном давлении. Плотность нефтяного газа в соответствии с формулой (1.13) определяется как:

$$\rho_t = \sum \rho_i \cdot N_i \quad 1.14$$

где N_i – молярная доля i -го компонента; ρ_i – плотность i -го компонента

Относительная плотность газа – отношение массы газа, заключенной в определенном объеме при данных термобарических условиях, к массе сухого воздуха в том же объеме, при тех же условиях.

Вязкость газа характеризует его состояние исходя из некоторых положений кинетической теории. При низких давлениях и температурах динамическая вязкость газа оценивается из теории соударения частиц и зависит от средней длины пробега молекул ($\bar{\lambda}$), от средней скорости движения молекул (\bar{v}) и от плотности газа (ρ)

$$\mu = \frac{\rho \bar{v} \bar{\lambda}}{3} \quad 1.15$$

Из формулы (1.15) следует, что с увеличением температуры вязкость газа увеличивается, так как увеличиваются средняя скорость движения и длина свободного пробега молекул.

Повышение давления от 0,1 до 1,2 МПа не влияет на величину вязкости газа, поскольку уменьшение средней длины пробега молекулы и сред-

ней ее скорости движения компенсируется увеличением плотности. При давлении выше 1,2 МПа эти закономерности изменяются. Вязкость УВ газа при нормальных условиях невелика и не превышает 10 мкПа·с. Неуглеводородные компоненты газа более вязкие (0,01-0,025 мПа·с). Наибольшее влияние на величину вязкости нефтяного попутного газа оказывает азот. При содержании азота более 5% следует учитывать его влияние и оценивать вязкость газа, как средневзвешенную вязкость смеси по принципу аддитивности.

Молярная масса нефтяного газа, как многокомпонентной смеси, определяется суммой произведений молярной массы индивидуальных компонентов на их молярную долю.

Молярный объем нефтяного газа, как и любого другого, при стандартных условиях (20°C и атм. давлении) равен постоянной величине и составляет 24 м³/кмоль (22,4 м³/кмоль - при нормальных условиях: 0°C и атм. давлении). Отсюда – плотность газа может быть рассчитана как отношение молярной массы этого газа к его молярному объему: $\rho_r = M_r / 22,4$ кг/м³.

Уравнение состояния – аналитическая зависимость между параметрами, описывающими изменение состояния вещества. В качестве таких параметров используются давление, температура, объём. Состояние газа при нормальных и стандартных условиях описывается уравнением Менделеева-Клапейрона:

$$PV = NRT, \quad (1.16)$$

где P – абсолютное давление, Па; V – объём, м³; N – количество вещества, моль; R – универсальная газовая постоянная, Па·м³/(моль·град); T – абсолютная температура, К;

На основе уравнения состояния газа можно рассчитывать многие параметры нефтяного газа: плотность, молярный объём, количество молекул, парциальные давления и другие.

В прикладных расчётах уравнение состояния имеет граничные условия. Оно справедливо при давлениях, близких к атмосферному (от 0,1 до 1,0-1,2 МПа) и при температурах 0-20 °С. При повышенном давлении газ сжимается. Его состояние отличается от поведения идеальных газов. Молекулы газов становятся склонными к межмолекулярному взаимодействию. Для учёта этого взаимодействия в инженерной практике для реальных газов используется уравнение Менделеева–Клапейрона, содержащее коэффициент сжимаемости Z , учитывающий отклонения поведения реального газа от идеального состояния:

$$PV = ZNRT, \quad (1.17)$$

где N – количество вещества, моль; Z – коэффициент сжимаемости газа.

$$Z = \frac{PV}{NRT}$$

Физический смысл коэффициента сжимаемости заключается в расширении граничных условий уравнения Менделеева–Клапейрона для высоких давлений.

Коэффициент Z зависит от давления и температуры, приведенных давлений и температур, природы газа:

$$Z = f(T_{\text{прив}}, P_{\text{прив}}), \quad (1.18)$$

где $T_{\text{прив}}$ – приведенная температура; $P_{\text{прив}}$ – приведенное давление.

Приведёнными параметрами индивидуальных компонентов называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа: температура, давление, объём, плотность и другие больше или меньше критических.

$$T_{\text{прив}} = \frac{T_{\text{реал}}}{T_{\text{ср.кр}}}; \quad P_{\text{прив}} = \frac{P_{\text{реал}}}{P_{\text{ср.кр}}}; \quad V_{\text{прив}} = \frac{V_{\text{реал}}}{V_{\text{ср.кр}}}. \quad (1.19)$$

Для смесей газов приведённые параметры характеризуют отношения действующих (реальных) параметров (температура, давление и др.) к средне критическим параметрам смеси:

Критическая температура ($T_{\text{кр}}$) – максимальная температура, при которой газ и жидкость могут ещё сосуществовать в равновесии:

$$T_{\text{прив}} = \frac{T_{\text{реал}}}{T_{\text{ср.кр}}}, \quad T_{\text{ср.кр}} = \sum_{i=1}^n N_i T_{i \text{ крит}} \quad (1.20)$$

Если газ нагрет выше критической температуры его сжижение при любой степени сжатия невозможно.

Критическое давление – давление паров вещества (или смеси веществ) в его критическом состоянии. При давлении ниже критического система может распадаться на две равновесные фазы — жидкость и пар. При критическом давлении теряется физическое различие между жидкостью и паром, вещество переходит в однофазное состояние. Поэтому критическое давление можно определить ещё как предельное (наивысшее) давление насыщенного пара в условиях сосуществования жидкой фазы и пара. Критическое давление представляет собой физико-химическую константу вещества.

$$P_{\text{прив}} = \frac{P_{\text{реал}}}{P_{\text{ср.кр}}}, \quad \text{где } P_{\text{ср.кр}} = \sum_{i=1}^n N_i P_{i \text{ крит}} \quad (1.21)$$

При температуре ниже $T_{\text{к}}$ газ, находящийся под давлением $P_{\text{к}}$, может быть сжижен

При низких давлениях растворимость газов в углеводородных жидкостях подчиняется закону Генри: вес газа, растворенного в данном количестве жидкости при заданной температуре пропорционален давлению газа, и мало зависит от молекулярного веса жидкости.

$$\frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{ж}}} = KP \quad \text{или} \quad V_{\text{г}} = \alpha P V_{\text{ж}}$$

где V_T – объем растворенного газа при данной температуре; K – константа Генри ($K=f(\alpha)$); α – коэффициент растворимости газа; $V_{ж}$ – объем жидкости растворителя

Коэффициент растворимости газа (α) показывает, какое количество газа (V_T) растворяется в единице объема жидкости ($V_{ж}$) при данном давлении:

$$\alpha = \frac{V_T}{V_{ж} \cdot P} \quad (1.22)$$

Коэффициент растворимости зависит от природы газа и жидкости, давления, температуры.

Растворимость, выраженная в объеме газа на массу углеводорода обратно пропорциональна молекулярному весу углеводорода. Это положение справедливо и для растворимости газа в нефти. Растворимость метана в углеводородах уменьшается при переходе от парафиновых к нафтеновым и ароматическим. Растворимость метана, выраженная в нормальных объемах газа на массу нефти, уменьшается не только с увеличением молекулярного веса нефти, но и с увеличением содержания в ней нафтеновых и ароматических углеводородов.

Для ориентировочной оценки мольной растворимости различных газов в углеводородных жидкостях можно использовать уравнение Рауля-Дальтона: мольная растворимость при парциальном давлении газового компонента 1 атм. в любом растворителе, образующем с газом идеальный раствор, равна обратной величине давления пара растворенного компонента.

$$N_i = \frac{1}{p_{0i}} \quad 1.23$$

Рост температуры приводит к увеличению давления паров растворимого вещества и, следовательно, к уменьшению растворимости. Растворимость углеводородных газов в нефти уменьшается по абсолютной величине при увеличении температуры.

Растворимость газовых компонентов в пластовой воде значительно меньше, чем в нефти, но она представляет интерес с точки зрения технологии добычи, сбора и подготовки продукции скважин. Растворимость тех или иных газов в воде характеризуется их содержанием в воде, находящейся в фазовом равновесии с газовой средой. По растворимости в воде газы можно разбить на три группы.

К первой группе относятся газы неполярные с критической температурой значительно ниже 0°C . из компонентов нефтяного газа к этой группе относятся гелий, водород, азот, аргон и метан. Указанные газы характеризуются относительно низкой растворимостью. Растворимость газов этой группы интенсивно возрастает с увеличением давления.

Ко второй группе относятся неполярные газы с критической температурой выше 0°C. Эти газы могут сжижаться при повышении давления в области температур выше 0°C и ниже критической температуры соответствующих компонентов. К этой группе относятся этан, пропан и бутаны. Растворимость газов этой группы с повышением давления возрастает не столь интенсивно. По мере приближения к давлению, при котором газ сжижается, рост растворимости замедляется. При давлениях, превосходящих давление сжижения газа, равновесие газ – вода заменяется равновесием сжиженный газ – вода. При этом растворимость сжиженного газа медленно увеличивается с повышением давления.

К третьей группе относятся хорошо растворимые в воде газы – сероводород, двуокись углерода. Критические температуры их выше 0°C. Рост растворимости резко замедляется при приближении к давлению сжижения.

Принимая во внимание, что нефтяной газ в основном состоит из метана, а содержание в нем других компонентов очень невелико, растворимость нефтяного газа в воде практически не зависит от его состава. Исключением являются газы некоторых нефтяных месторождений, содержащие азот в количестве, превышающем 50%. Растворимость в воде гомологов метана из их смесей с азотом выше, чем из смесей с метаном. Различие тем больше, чем выше молекулярный вес гомолога, выше давление и ниже температура.

Растворенные в воде соли резко уменьшают растворимость газов в воде (рис. 1.9). Зависимость растворимости газа от концентрации растворенных в воде солей описывается уравнением Сеченова

$$N_i^{*1} = N_i^1 * 10^{-k_i n}, \quad (1.24)$$

где N_i^{*1} – мольная доля растворенного в солевом растворе компонента находящегося в равновесии с газом; N_i^1 – мольная доля растворенного в чистой воде компонента, находящегося в равновесии с газом; k_i – коэффициент Сеченова, характеризующий влияние данной соли на растворимость газового компонента i ; n – концентрация растворенной в воде соли г-эquiv/кг.

Коэффициент растворимости газов в воде изменяется в широких пределах и достигает величины порядка $4-5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{м}^3\text{Па})$.

Равновесная газовая фаза всегда содержит пары воды. Содержание водяных паров в газе называется влагосодержанием. Растворенные в воде соли влияют и на влагосодержание газа. Чем выше минерализация воды, тем ниже влагосодержание.

Влагосодержание газов тесно связано с процессом гидратообразования. Гидраты – твердые соединения, в которых молекулы газа заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды, с помощью прочной водородной связи. Гидраты – химические соединения строго определенного состава, молекулярного типа, возникающие за счет ван-дер-ваальсовых (межмолекулярного притяжения) сил.

Строение молекул гидратов выражается формулами: $\text{CH}_4 \cdot 5,75\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 17\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_4\text{H}_{10} \cdot 17\text{H}_2\text{O}$.

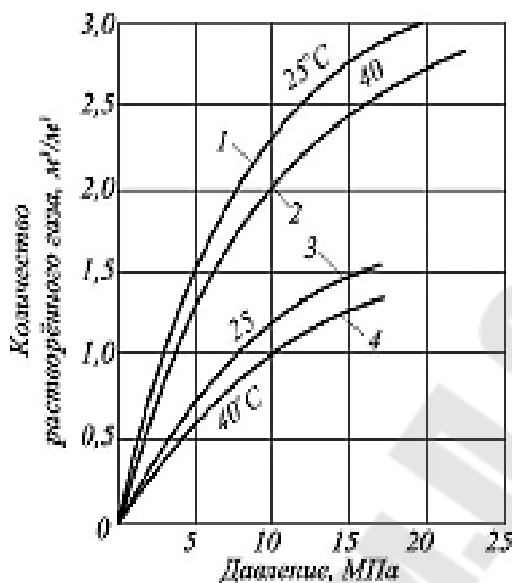


Рис. 1.6. Кривые растворимости газа в чистой и соленой воде при различных температурах и давлениях: 1,2- дистиллированная вода; 3,4 -2 М раствор NaCl

1.4. Нефтепромысловые воды. Состав, физико-химические свойства

Под нефтепромысловыми водами обычно понимают следующие виды вод: пластовые, присутствующие в нефтяной залежи изначально; попутно-добываемые, представляющие собой смесь пластовой и закачиваемой в системе ППД вод; сточные подтоварные воды – воды, отделяемые от продукции скважин в процессе ее подготовки; закачиваемые в системе ППД воды.

Состав нефтепромысловых вод, чрезвычайно разнообразен. Это определено их видом и происхождением. Даже в пределах одного месторождения состав попутно-добываемой воды может варьировать в широких пределах от скважины к скважине, в зависимости от расположения ее относительно фронта вытеснения, неоднородности коллектора, степени взаимодействия породы с закачиваемой водой. Состав пластовых вод, в свою очередь, зависит от геологического возраста, стратиграфии и химического состава пород эксплуатируемого горизонта, физико-химических свойств нефти и газа, пластовой температуры, давления и т.д.

Не смотря на разнообразие нефтепромысловых вод, все они содержат в своем составе растворенные соли. Общее содержание растворенных солей в воде характеризуется минерализацией (S , г/л; $\text{кг}/\text{м}^3$; мг/л).

По величине минерализации нефтепромысловые воды делятся на четыре группы:

- 1) рассолы ($S > 50$ г/л);
- 2) соленые ($10 < S < 50$ г/л);
- 3) солоноватые ($1 < S < 10$ г/л);
- 4) пресные ($S < 1$ г/л).

Минерализация пластовой воды растет с глубиной залегания пластов. Минерализация попутно-добываемой воды имеет промежуточное значение между пластовой и закачиваемой водами.

Минерализация воды определяется содержащимися в ней ионами растворенных солей: анионами (OH^- , Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^-) катионами (H^+ , K^+ , Na^+ , NH_4^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} , Fe^{3+}), ионами микроэлементов (I^- , Br^-). Помимо этих ионов в воде содержатся также коллоидные частицы (SiO_2 , Fe_2O_3 , Al_2O_3), нефтяные кислоты и их соли.

Большое значение на растворимость солей и увеличение их концентрации в пластовых водах оказывают температура, а для вод гидрокарбонатного типа и парциальное давление CO_2 .

Изменение термобарической обстановки даже при небольшой минерализации пластовых вод влияет на растворимость солей, на процесс формирования пересыщенных растворов относительно какого-либо компонента и его осаждения.

Величина минерализации коррелирует с плотностью нефтепромысловых вод. В среднем плотность пластовых вод изменяется в диапазоне 1010–1210 кг/м³.

По типу растворенных в воде солей пластовые воды классифицируются на хлоркальциевые (хлоркальциево-магниевые) и гидрокарбонатные (гидрокарбонатно-натриевые, щелочные). Тип пластовой воды определяется анионом.

Гидрокарбонатный тип воды определяется солями угольной кислоты и обусловлен преобладающим карбонат (CO_3^{2-}), или бикарбонат – (HCO_3^-) анионом.

В случае преобладания аниона хлора (Cl^-) вода относится к хлоридному типу (хлоркальциевые и хлориднонатриевые воды).

Тип воды влияет на величину вязкости. Наибольшую вязкость имеют воды хлоркальциевого типа. Вязкость их приблизительно в 1,5–2 раза больше вязкости чистой воды. С возрастанием минерализации пластовых вод вязкость их возрастает. Влияние давления на величину вязкости пластовых вод проявляется двояко.

В области низких температур (0–32 °С) с возрастанием давления вязкость уменьшается, а в области температур выше 32 °С – возрастает.

Кислотность воды определяется концентрацией ионов водорода и выражается показателем концентрации водородных ионов (рН), который равен отрицательному логарифму концентрации.

В зависимости от величины рН воды подразделяются на:

- нейтральные (рН = 7);
- щелочные (рН > 7);
- кислые (рН < 7).

Показатель рН характеризует активную часть ионов водорода, которая образовалась в результате диссоциации молекул воды. Константа диссоциации воды, а, следовательно, и концентрация ионов водорода, зависит от температуры и давления. Поэтому термобарические условия влияют на величину рН. С возрастанием температуры рН уменьшается и это обстоятельство необходимо учитывать при определении кислотности воды в технологическом процессе.

Под жесткостью воды понимается суммарное содержание растворённых солей двухвалентных катионов: кальция, магния и железа.

Жёсткость различают общую, кальциевую, магниевую, карбонатную (временную), некарбонатную (постоянную). Кальциевая, магниевая и карбонатная жесткость определяется содержанием в воде одноименных ионов. Под общей жесткостью понимают суммарное содержание катионов кальция и магния. Некарбонатная жесткость определяется разностью между жесткостью общей и карбонатной.

Промысловые воды в зависимости от величины общей жесткости подразделяются на следующие группы:

- очень мягкая вода – до 1,5 мг-экв/л;
- мягкая вода – 1,5–3,0 м-экв/л;
- умеренно жёсткая вода – 3,0–6,0 мг-экв/л;
- жёсткая вода – более 6 мг-экв/л.

Параметр электропроводность промышленных вод имеет широкое применение. Соли промышленных вод - электролиты.

Электрические свойства пластовых вод имеют ионную природу.

Удельная электропроводность (χ) характеризует количество электричества, которое протекает в 1 с через 1 см² поперечного сечения раствора электролита (S) при градиенте электрического поля (R/L) в 1 В на 1 см длины. Удельная электропроводность обратно пропорционально связана с удельным сопротивлением раствора (ρ):

$$\chi = L/(RS), \quad \chi = 1/\rho, \quad (1.25)$$

где R – сопротивление раствора электролита, Ом; L – расстояние между электродами, м (см); S – поперечное сечение сосуда, в котором находится раствор электролита, м² (см²).

Удельная электропроводность измеряется в (Ом·м)⁻¹, (Ом·см)⁻¹.

С увеличением минерализации пластовой воды удельная электропроводность её растёт. Удельная электропроводность ($(\text{Ом}\cdot\text{м})^{-1}$) изменяется в диапазонах для:

- дистиллированной воды – 10^{-3} – 10^{-4} ;
- речной воды – 10^{-1} – 10^{-2} ;
- пластовой воды – 10^{-1} –1;
- морской воды – 3–4;
- воды с содержанием 5 % NaCl – 6,6;
- воды с содержанием 20 % NaCl – 20;
- нефтей – $0,5\cdot 10^{-7}$ – $0,5\cdot 10^{-6}$;
- газоконденсатов – 10^{-10} – 10^{-16} .

1.5. Газонефтяные смеси (пены)

Пены представляют собой высококонцентрированную газожидкостную дисперсную систему, состоящую из ячеек газа, разделенных тонкими достаточно устойчивыми и механически прочными пленками жидкости. Эти пленки создают жесткий каркас, который придает пенам определенные структурно-механические свойства.

Пены делятся на поверхностные и внутренние.

Поверхностная пена появляется в результате изменения давления или температуры, что позволяет осуществить частичный переход жидкой фазы в газ в объеме жидкости. Появляющиеся пузырьки быстро поднимаются к поверхности. При нормальных условиях они прорываются через поверхность и уходят из системы в виде отдельной газовой фазы.

Внутренняя пена это более сложный тип структуры, существующей в условиях низкой плотности и большой вязкости. При этом условии обеспечивается высвобождение газа из массы жидкости и образуются пузыри, которые стремятся к поверхности, но из-за влияния сил внутреннего трения, а так же низкой плотности жидкости не достигают ее, а рассеиваются в объеме жидкости.

Дисперсность пены – это степень дробления пузырьков газа в объеме жидкости. Чем мельче размер пузырьков и больше их количество тем выше дисперсность пены. Пены характеризуются высокой полидисперсностью. Это значит, что размеры пузырьков не обязательно одинаковы, а варьируют в широких пределах.

Кратность пены – это соотношение объема пены и объема жидкости, находящейся между пузырьками газа. Кратность определяет форму пузырьков и плотность их упаковки. При кратности 10–20 пузырьки имеют сферическую форму. При более высоких значениях кратности пузырьки имеют форму многогранников и образуют ячеистую “сотовую” структуру, каркас которой образуют пленки жидкости.

Прочность пены и время ее существования зависят от структуры и состава пленок дисперсионной среды. Устойчивость пены оценивается временем жизни пузырьков, которая, в свою очередь, зависит от прочности пленки жидкости. Устойчивость пены (τ) определяется как отношение высоты столба пены (h) к средней линейной скорости самопроизвольного ее разрушения (v)

$$\tau = h / v \quad 1.26$$

Этот параметр зависит от величины поверхностного натяжения и содержания в нефти поверхностно-активных веществ, способных адсорбироваться на границе раздела фаз и образовывать прочные “бронирующие” оболочки на поверхности газовых пузырьков. Нефть может содержать большое количество природных ПАВ – смол, асфальтенов, парафинов и образовывать устойчивые пены при выделении газа.

1.6. Водонефтяные эмульсии

При подъеме обводненной нефти от забоя скважины до ее устья и дальнейшем движении по промысловым коммуникациям происходит непрерывное перемешивание нефти с водой, сопровождаемое образованием стойких эмульсий. В свою очередь перемешивание – является следствием турбулизации потока за счет энергии выделяющихся газовых пузырьков.

Образование и стойкость водонефтяных эмульсий в основном определяется скоростью движения водонефтяной смеси, относительной величиной содержания фаз, физико-химическими свойствами этих фаз, температурным режимом.

Термодинамически неустойчивые, эмульсии классифицируют по полярности дисперсной фазы и дисперсионной среды, а также по концентрации дисперсной фазы в системе:

Согласно первому признаку, различают эмульсии:

- неполярной жидкости (нефти) в полярной (воде) – эмульсии первого рода, или прямые («масло в воде» - М/В) (рис. 1.7 а)
- эмульсии полярной жидкости в неполярной среде эмульсии второго рода, или обратные (В/М) (рис. 1.7 б).
- множественные эмульсии (как прямого так и обратного типа). Данная группа эмульсий обычно формируется в процессе деэмульсации нефти и очистки нефтепромысловых сточных вод на границе раздела фаз нефть-вода (промежуточные слои).

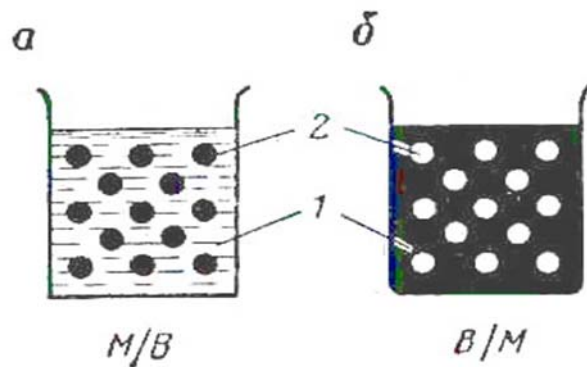


Рис. 1.7. Нефтяные эмульсии: а) – первого рода, прямые, М/В; б) второго рода, обратные, В/М. 1 – дисперсионная среда (сплошная, внешняя); 2 – дисперсная фаза (разобшенная, внутренняя).

В эмульсиях М/В внешней фазой является вода, и поэтому они смешиваются с водой в любых отношениях и обладают высокой электропроводностью, в то время как эмульсии В/М смешиваются только с углеводородной жидкостью и не обладают заметной электропроводностью. Установлено, что тип образующейся эмульсии в основном зависит от соотношения объемов нефти и воды: дисперсионной средой обычно стремится стать та жидкость, объем которой больше.

Согласно второму признаку нефтяные эмульсии классифицируют по концентрации дисперсной фазы в дисперсионной среде, в связи с чем они подразделяются на три типа: разбавленные, концентрированные и высококонцентрированные

К разбавленным относят эмульсии, содержащие до 0,2 % объемных дисперсной фазы; к концентрированным – с содержанием дисперсной фазы до 74 % объемных; к высококонцентрированным – с содержанием дисперсной фазы более 74 % объемных.

Особенности разбавленных эмульсий: 1) незначительный диаметр капель дисперсной фазы (10^{-5} см); 2) наличие на каплях электрических зарядов; 3) низкая вероятность их столкновения; 4) высокая стойкость.

Особенности концентрированных эмульсий: 1) капли имеют относительно большие размеры и могут седиментировать; 2) могут быть как устойчивыми, так и неустойчивыми.

Особенности высококонцентрированных эмульсий: 1) капли дисперсной фазы практически не способны к седиментации; 2) вследствие большой концентрации могут быть деформированы.

Размеры капель дисперсной фазы в эмульсиях могут быть самыми разнообразными и колебаться в пределах от 0,1 до 100 и более мкм.

Нефтяные эмульсии характеризуются следующими основными физико-химическими свойствами: дисперсностью, стойкостью, вязкостью, плотностью и электрическими свойствами.

Дисперсность является важной характеристикой эмульсий, определяющей их свойства. Дисперсность эмульсий характеризуется тремя величинами: диаметром капель d , обратной величиной диаметра капель $D=1/d$, называемой обычно дисперсностью, удельной межфазной поверхностью, т.е. отношением суммарной поверхности глобул дисперсной фазы к общему их объему. Чем больше удельная поверхность, тем более стойкой является эмульсия.

Нефтяные эмульсии относятся к полидисперсным системам, т.е. к системам, содержащим частицы самых разных размеров.

Решающими параметрами, определяющими степень дисперсности эмульсии при совместном движении воды и нефти, являются скорость потока, величина поверхностного натяжения на границе раздела фаз и масштаб пульсации.

Стойкость (устойчивость) является самым важным показателем для нефтяных эмульсий. Под устойчивостью понимают способность эмульсии в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на нефть и воду. Стойкость эмульсии определяется в основном размерами капель, прочностью бронирующих оболочек, возникающих на поверхности капель в результате адсорбции ПАВ нефти (асфальто-смолистые вещества и тугоплавкие парафины) и флотации механических примесей.

На устойчивость нефтяных эмульсий большое влияние оказывают: 1) дисперсность системы; 2) физико-химические свойства эмульгаторов; 3) наличие на глобулах дисперсной фазы двойного электрического заряда; 4) температура смешивающихся жидкостей; 5) кислотность водной фазы.

Адсорбция диспергированных, особенно твердых, эмульгаторов на водонефтяной поверхности и утолщение их слоя на межфазной поверхности всегда протекает во времени, поэтому эмульсия со временем становится более устойчивой, т.е. происходит ее старение. В начальный период старение происходит весьма интенсивно, затем постепенно замедляется и часто уже через сутки прекращается. вследствие этого свежие эмульсии разрушаются значительно легче и быстрее.

Устойчивость эмульсии определяется временем ее существования и выражается очень простой формулой $\tau = H/v$, где H - высота столба эмульсии, см; v - средняя линейная скорость расслоения эмульсии, см/с.

Различают агрегативную и кинетическую устойчивость. Первая характеризует способность глобул к укрупнению, а вторая расслоение эмульсии на нефть и воду.

Мерой общей устойчивости эмульсии может служить изменение ее плотности за определенный промежуток времени в определенном слое или количество выделившейся воды при отстае.

Вязкость нефтяных эмульсий - не аддитивное свойство. Она зависит от следующих основных факторов: 1) вязкости нефти; 2) температуры, при которой формируется эмульсия; 3) соотношения объемов фаз (нефти и воды); 4) дисперсности эмульсии.

Эмульсии, как грубодисперсные системы, не подчиняются закону вязкого трения Ньютона. Вязкость эмульсии изменяется в зависимости от градиента скорости.

При увеличении доли воды в эмульсии выше некоторого критического значения вязкость эмульсии снижается. Критическое значение коэффициента обводненности W_k , при котором вязкость эмульсии начинает снижаться, называется точкой инверсии.

В точке инверсии происходит обращение фаз, в результате чего дисперсная фаза (вода) становится дисперсионной средой (внешней, сплошной), а дисперсионная среда (нефть) - дисперсной фазой (разобщенной).

Обращение фаз нефтяных эмульсий имеет исключительно большое практическое значение. Эмульсия типа М/В, имеющая внешней фазой воду, транспортируется при меньших энергетических затратах, чем эмульсия типа В/М, имеющая внешней фазой нефть. Поэтому при транспортировании эмульсий всегда нужно стремиться к тому, чтобы внешней фазой являлась вода, а не нефть (при условии, конечно, что трубопроводы защищены от коррозии).

Критическое значение коэффициента обводненности для нефтей разных месторождений может колебаться в пределах 0,5-0,9, но в большинстве случаев оно равно 0,71. Такое разнообразие значений W , объясняется различием физико-химических свойств нефти и воды.

2. СБОР И ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ ГАЗА И ВОДЫ

Промысловая подготовка нефти и газа предполагает доведение продукции добывающих скважин до унифицированных товарных кондиций в соответствии с техническими требованиями ГОСТ Р51858–2002 на нефть и ОСТ 51.40–93 на газ.

2.1. Товарная характеристика нефти и газа

По физико-химическим свойствам, степени промышленной подготовки нефти подразделяются на классы, типы, группы, виды.

Присвоение номера индекса "класс" осуществляют в зависимости от содержания серы в соответствии с данными таблицы 2.1. Нефть подразделяют на 4 класса:

Таблица 2.1

Класс	Наименование нефти	Содержание серы, % масс.	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,6 включ.	ГОСТ 1437
2	Сернистая	От 0,6 до 1,8 включ.	
3	Высокосернистая	От 1,8 до 3,5 включ.	
4	Особосернистая	Свыше 3,5	

Присвоение нефти индекса "тип" осуществляют в зависимости от величины плотности (табл. 2.2). Нефть подразделяется на 5 типов: 0 – особо легкая; 1 – легкая; 2 – средняя; 3 – тяжелая; 4 – битуминозная.

Таблица 2.2

Нормы значений плотности для типов нефти

Параметр		Тип нефти										Метод испытания
		0		1		2		3		4		
		РФ	Экс.	РФ	Экс.	РФ	Экс.	РФ	Экс.	РФ	Экс.	
Плотность кг/м ³ при температуре °С	20	Не более 830		830,1-850		850,1-870		870,1-895		Более 895		ГОСТ 3900
	15	Не более 834,5		834,6- 854,4		854,5- 874,4		874,5- 899,3		Более 899,3		
Выход фракций, % об.	200	—	30	—	27	—	21	—	—	—	—	ГОСТ 2177
	300	—	52	—	47	—	42	—	—	—	—	
	350	—	62	—	57	—	53	—	—	—	—	
Массовая парафина, масс. не более	доля %	—	6	—	6	—	6	—	—	—	—	ГОСТ 11851

Примечания:	1. Определение плотности при 20 оС обязательно до 1 января 2004 г.; определение плотности при 15 оС обязательно с 1 января 2004 г.
	2. Если по одному из показателей (плотности или выходу фракций) нефть относится к типу с меньшим номером, а по другому – к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером. При поставке на экспорт учитывается дополнительно выход светлых фракций и массовая доля парафина согласно градаций, представленных в табл. 2.2.

По степени подготовки нефти к транспорту и передаче потребителю товарная нефть подразделяется на 3 группы качества (табл. 2.3) в соответствии с условиями ГОСТ Р 51858-2002.

Таблица 2.3.

Технические условия ГОСТ Р 51858-2002 на группы качества подготовки товарной нефти

Показатели	Нормы показателя для группы качества		
	1	2	3
Массовая доля воды, % не более	0,5	0,5	1
Концентрация хлористых солей г/м ³ (мг/дм ³ , мг/л), не более	100	300	900
Массовая доля механических примесей, % не более	0,05		
Давление насыщенных паров при температуре 37,8 °С в бомбе Рейда, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)		
Содержание хлорорганических соединений, млн ⁻¹ , (ppm)	Не нормируется, определение обязательно		
Примечание.	Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому – к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.		

По содержанию сероводорода и легких меркаптанов товарную нефть подразделяют на три вида (табл. 2.4).

Таблица 2.4

Виды товарной нефти

Показатели	Нормы показателя для видов нефти		
	1	2	3
Массовая доля сероводорода млн. ⁻¹ (ppm), не более	20	50	100
Массовая доля метил– и этил– меркаптанов (в сумме), млн. ⁻¹ (ppm), не более	40	60	100
Примечания	1. Нормы по показателям табл. 2.4 являются факультативными до 1.01.2004 г. Определение обязательно для набора данных. 2. Нефть с нормой "менее 20 млн.–1" по показателю 1 данной таблицы считается не содержащей сероводород.		

В соответствии с ГОСТ Р 51858 условное обозначение товарной нефти (индексация) состоит из четырех цифр, соответствующих значений показателей: (1) класса, (2) типа, (3) группы, (4) вида товарной нефти (табл. 2.5). При поставке нефти на экспорт к обозначению типа товарной нефти добавляется индекс «э».

Таблица 2.5

Индексация товарной нефти

Характеристика товарной нефти	Условное обозначение нефти (шифр)
1. Поставка нефти потребителю в России. В товарной нефти содержится: – 1,15, % масс серы, (класс 2); плотность нефти при 20 оС – 860 кг/м ³ , (тип 2); концентрация хлористых солей в нефти – 120 мг/л; обводненность – 0,4, % масс, (группа 2); сероводород отсутствует (вид 1).	2.2.2.1 ГОСТ Р 51858–2002
2. Поставка нефти на экспорт. В товарной нефти содержится : – 1,15, % масс серы, (класс 2); плотность нефти при 20 оС – 860 кг/м ³ ; выход фракций при температуре перегонки до 200 °С – 26, % об.; до 300 °С – 46, % об.; до 350 °С – 55 % об.; массовая доля парафина – 4, 1% об. (тип 2э); концентрация хлористых солей в нефти – 90 мг/л; обводненность – 0,4, % масс. (группа 1); сероводород отсутствует, (вид 1).	2.2э.1.1 ГОСТ Р 051858–2002

Требования к газу, подготовленному к транспорту, разработанные Всероссийским научно-исследовательским институтом природных газов и газовых технологий, представлены в табл. 2.6.

Стандарт распространяется на газы горючие природные и нефтяные товарные газы, поставляемые с промыслов в магистральные газопроводы и транспортируемые по ним газоснабжающим и газосбытовым организациям. Стандарт устанавливает требования, направленные на повышение качества поставляемого газа, эффективности и надежности газотранспортных систем. Стандарт не распространяется на газы, поставляемые с месторождений для обработки на головных сооружениях, газоперерабатывающих заводах и на газы, предназначенные для газоснабжения отдельных потребителей, получающих газ непосредственно с месторождения (завода), ПХГ.

В определённые климатические районы допускается поставка в отдельные газопроводы газа с более высоким содержанием сероводорода и меркаптанов по согласованному в установленном порядке техническим условиям. Для газов, в которых содержание углеводородов C₅+высш, не превышает 1,0 г/м³, точка росы по углеводородам не нормируется.

Таблица 2.6

Параметры	Значения для климатических районов			
	умеренного		холодного	
	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04
Точка росы по влаге, не выше °С	3	5	10	20
Точка росы по углеводородам, не выше, °С	0	0	5	10
Масса сероводорода, г/м ³ , не более	0,007			
Масса меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016			
Объемная доля кислорода (%) не более	0,5		1	
Теплота сгорания низшая МДж/м ³ при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	32,5			
Температура газа, °С	На входе и в самом газопроводе устанавливается проектом			
Масса механических примесей и труднолетучих жидкостей	Условия оговариваются в соглашениях на поставку газа с ПХГ, ГПЗ и промыслов			

При снижении содержания кислорода в атмосфере до 15-16 %, углеводородные газы по токсикологической характеристике вызывают удушье. Предельно допустимая концентрация (ПДК) углеводородов природного газа в воздухе рабочей зоны 300 мг/м³ в пересчете на углерод (ГОСТ 12.1.005), а сероводорода в смеси с углеводородными газами 3 мг/м³.

2.2. Требования к системам сбора и подготовки скважинной продукции

Извлечение из залежи пластовой нефти на поверхность осуществляется через систему добывающих скважин. Вместе с нефтью из недр добываются значительные объемы воды, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Поэтому скважинная продукция нефтяных месторождений всегда представляет собой сложную многофазную многокомпонентную дисперсную систему. Разделение компонентов этой системы и подготовка их до товарных кондиций – задача, решаемая в системах промышленного обустройства месторождений.

Промышленное обустройство требует большого объема капитальных вложений, значительная доля которых приходится на сооружение систем сбора и транспорта продукции скважин.

Под системой сбора на нефтяных месторождениях понимают всё оборудование и систему трубопроводов, построенных для сбора продукции отдельных скважин и доставки её до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды. Обычно на месторождениях применяется напорная герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин, почти полностью исключая потери углеводородов.

Единой универсальной для всех месторождений системы сбора продукции не существует, так как каждое месторождение имеет свои особенности: размеры, формы, рельеф местности, природно-климатические условия, сетку размещения скважин, способы и объемы добычи, физико-химические свойства пластовых жидкостей. Но любая система сбора продукции скважин должна обеспечить возможность осуществления следующих операций:

1. измерение продукции каждой скважины;
2. транспортировка продукции скважин за счет энергии пласта или насосного оборудования до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды;
3. отделение газа от нефти и транспортировка его до пункта подготовки или до потребителя;
4. отделение свободной воды от нефти до установок подготовки нефти (в случае добычи обводненной нефти);
5. раздельный сбор и транспорт продукции скважин, существенно отличающейся по обводненности или физико-химическим свойствам;
6. подогрев продукции скважин, если невозможно ее собирать и транспортировать при обычных температурах.

2.3. Существующие системы сбора скважинной продукции

В настоящее время известны следующие системы промышленного сбора скважинной продукции: негерметизированная самотечная двухтрубная, высоконапорная однострунная и напорная.

Негерметизированные самотечные (рис.2.1) системы продолжают эксплуатироваться на старых месторождениях. Движение жидкости в них осуществляется за счёт разности геодезических отметок положения начала и конца трубопровода. Продукция скважин замеряется в индивидуальных (ИЗУ) или групповых (ГЗУ) замерных установках.

ИЗУ располагается вблизи устья скважины. Нефть и вода, отделённые от газа поступают в самотечные выкидные линии, а затем – в участковые негерметизированные резервуары сборного пункта (СП). Из них нефть забирается центробежными насосами и подаётся по сборному коллектору в сырьевые резервуары УПН. Отстоявшаяся вода утилизируется или транс-

портируется в виде эмульсии до сырьевых резервуаров. Газ под собственным давлением попадает на ГПЗ или на компрессорную станцию.

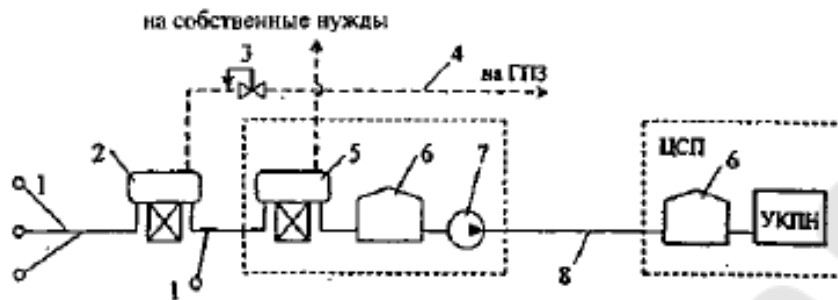


Рис. 2.1. Принципиальная схема самотечной двухтрубной системы сбора:

1 – скважины; 2 – сепаратор 1-й ступени; 3 – регулятор давления; 4 – газопровод; 5 – сепаратор 2-й ступени; 6 – резервуары; 7 – насос; 8 – нефтепровод; УСП – участковый сборный пункт; ЦСП – центральный сборный пункт

ГЗУ в отличие от ИЗУ располагается вдали от скважин. На неё поступает продукция нескольких скважин. Измерение дебита индивидуальных скважин по жидкости производят переключением задвижек на распределительной батарее в замерном трапе или мернике, а газа – при помощи диафрагмы и самопишущего прибора (типа ДП-430).

Отличительными особенностями самотечных негерметизированных систем являются:

- работа под напором, создаваемым разностью геодезических отметок в начале и конце трубопровода, поэтому мерник должен быть поднят, а в гористой местности необходимо изыскивать такую трассу, чтобы обеспечить нужный напор и пропускную способность

- при этой системе необходима глубокая сепарация нефти от газа для предотвращения образования газовых мешков, могущих существенно снизить пропускную способность нефтепроводов

- самотечные выкидные линии не могут быть приспособлены к возможному увеличению дебитов скважин или к сезонным изменениям вязкости нефти и эмульсий в связи с их ограниченной пропускной способностью

- в самотечных системах скорость потока жидкости низкая, поэтому происходит отложение механических примесей, солей, парафина и уменьшается пропускная способность

- потери нефти за счёт испарения лёгких фракций достигают 3% от общей добычи. Основными источниками потерь являются негерметизированные мерники и резервуары

- системы трудно поддаются автоматизации и требует большого количества обслуживающего персонала

Герметизированная система сбора нефти и газа, предложенная инженерами Ф. Г. Бароняном и С. А. Везириным (рис.2.2) , стала вне-

дряться на промыслах объединения Азнефть в 1948 г. Основой этой схемы является совместный сбор и транспорт продукции всех нефтяных скважин (насосных, компрессорных и фонтанных) до промыслового сборного пункта под повышенным давлением (порядка 0,5 -0,6 МПа).

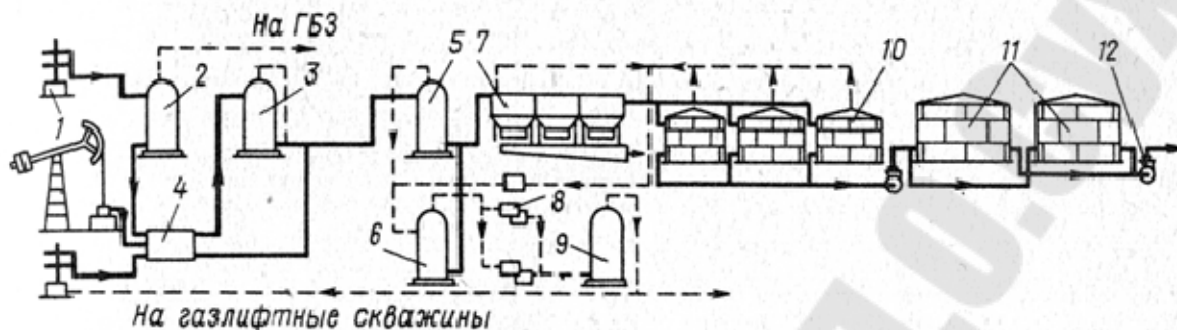


Рис. 2.2. Система сбора Барояна – Везирова:

1 – скважина; 2 – сепаратор высокого давления, 3 – групповая замерная установка, 4 – батарея задвижек, 5 – нефтегазовый сепаратор, 6 – газоосушитель, 7 – отстойник, 8 – компрессор, 9 – газовый сепаратор, 10 – сборные резервуары для нефти, 11 – сырьевые резервуары, 12 – насос

Система предусматривает однотрубный сбор с использованием энергии пласта до ГЗУ и далее по общему коллектору до участковых пунктов сбора, где нефть сепарируют в две ступени и частично обезвоживают.

Газ I ступени отделяется при давлении 0,4-0,5 МПа и транспортируется к потребителю за счёт давления в сепараторах или при помощи компрессоров. Газ II ступени отделяется при давлении 0,1 МПа; его отбирают вакуумными насосами, осушают и закачивают в напорный газопровод.

Деэмульгатор дозируют на устье, либо на ГЗУ, либо перед I ступенью сепарации. В сырьевые резервуары участкового сборного пункта (УПС) поступает дегазированная обводнённая, обработанная деэмульгатором нефть; отстаивается и подаётся на УПН.

Система нефтегазосбора Барояна и Везирова по сравнению с раздельной системой сбора нефти и газа обеспечила значительное уменьшение потерь нефти и газа и сокращение расхода металла и денежных средств. Ограничивает область применения системы необходимость строительства большого числа мелких пунктов сбора с резервуарным парком, насосными и компрессорными станциями.

Идея совместного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин получила свое дальнейшее развитие в работах **Грозненского нефтяного института** (рис. 2.3) и распространена на трубопроводы протяженностью в десятки километров, с давлением до 5-7 МПа.

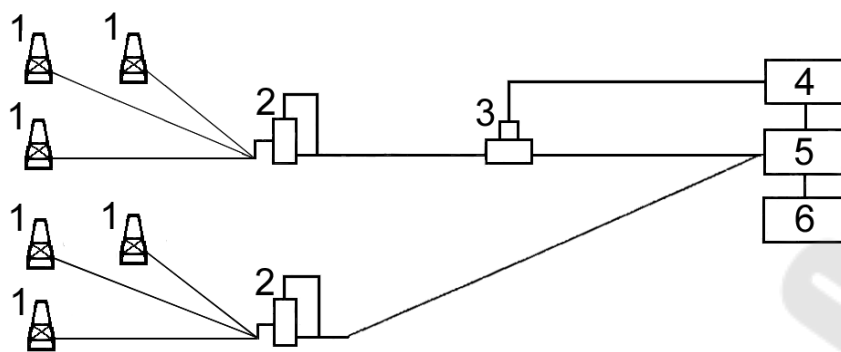


Рис.2.3. Система сбора нефти и газа института Грознефть

На каждой площадке строится лишь одна центральная сепарационная установка с одноступенчатой сепарацией под давлением до 5 МПа. Отделившийся газ направляется в холодильную установку, для максимального отделения конденсата, а затем под собственным давлением - на ГПЗ. Эмульсионную нефть с оставшимся растворённым газом и газоконденсатом по одному трубопроводу под собственным давлением транспортируют на центральный пункт подготовки нефти (ЦППН)

Внедрение системы сдерживается из-за пульсаций давления, вызванных выделением свободного газа, приводящих к вибрации трубопроводов, возможным порывам по сварным соединениям.

На базе систем совместного сбора и транспорта газонефтяной смеси на большие расстояния был разработан и внедрен ряд нефтегазосборных систем для различных условий добычи. Эти системы позволяют более рационально решать вопросы обустройства нефтяных промыслов: укрупнить и централизовать технологические объекты, увеличить число ступеней сепарации, более полно использовать естественную энергию пласта и т. д. Примером таких унифицированных систем сбора может служить **напорная система сбора института Гипровостокнефть** (рис.2.4). Эта система предусматривает однопотрубный транспорт нефти и газа до участковых сепарационных установок, расположенных на расстоянии до 7 км от скважин, и транспорт газонасыщенных нефтей в однофазном состоянии до технологических установок по подготовке нефти и газа.

Ее основные отличительные особенности:

- ступенчатая сепарация нефти, причём I ступень проходит на групповых или участковых сепарационных установках при давлениях, достаточных для безкомпрессорного транспортирования газа до ГПЗ;
- возможность транспортирования нефти с частью растворённого газа от сепараторов до ЦППН за счёт давления сепараторов или, при больших расстояниях – при помощи дожимных насосных станций (ДНС);

— расчётное определение уровня давления в системе сбора с учётом давления сепарации исходя из условий оптимального использования пластовой энергии как для добычи, так и для сбора;

— II и III ступень сепарации как правило осуществляется на ЦППН;

— укрупнение пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды вплоть до одного ЦППН, обслуживающего группу промыслов, расположенных в радиусе 50-100км.

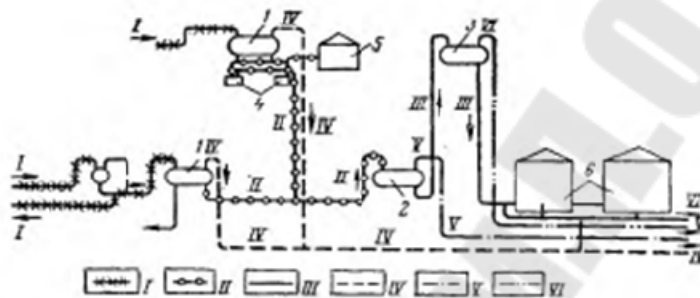


Рис.2.4. Напорная система сбора Гипровостокнефти:

Сепараторы; 1 - I ступени ($p=5-6$ МПа); 2 - II ступени ($p - 3-4$ МПа); 3 - III ступени 0,9 МПа); 4 - насосная; 5 - аварийная емкость; 6 - пары сырьевых резервуаров комплексной подготовки нефти; I - продукция скважин; II - нефть после I ступени сепарации; III - нефть после II и III ступени сепарации; IV - газ после I ступени сепарации

Недостаток системы – большие эксплуатационные расходы на совместное транспортирование нефти и воды с месторождений до ЦППН и большой расход энергии и материалов на обратное транспортирование очищенной пластовой воды до месторождений для систем ППД.

Системы сбора на месторождениях Западной Сибири. На разрабатываемых нефтяных месторождениях Западной Сибири применяют несколько разновидностей напорных систем сбора, специфика которых в основном связана с кустовым способом разбуривания скважин (рис. 2.5).

Сепарация нефти осуществляется в две-три ступени. Первая ступень сепарации нефти происходит при давлении 0,4-0,8 МПа перед дожимными насосными станциями (ДНС) или на комплексных сборных пунктах (КСП). Газ первой ступени после сепарационных установок при давлении сепарации может транспортироваться до ГПЗ на расстояние более 100 км.

В зависимости от того, какие технологические процессы ведут на КСП, схемы сбора на месторождениях Западной Сибири классифицируют на две группы.

К первой группе относят схемы сбора, в которых всю обводненную нефть окончательно подготавливают на ЦППН. В том случае на КСП осуществляют I ступень сепарации нефти и ввод деэмульгатора в обводненную нефть до сепараторов. В сепараторах или напорных емкостях, установленных после сепараторов, не только отделяется газ, но и происходит

частичное обезвоживание нефти. Этот процесс осуществляется без подогрева обводненной нефти. Частично обезвоженную нефть с растворенным в ней газом по отдельному трубопроводу перекачивают с КСП насосами на ЦППН, где происходит сепарация II и III ступени при давлениях соответственно 0,25-0,105 МПа и ее окончательное термохимическое и термоэлектрохимическое обезвоживание.

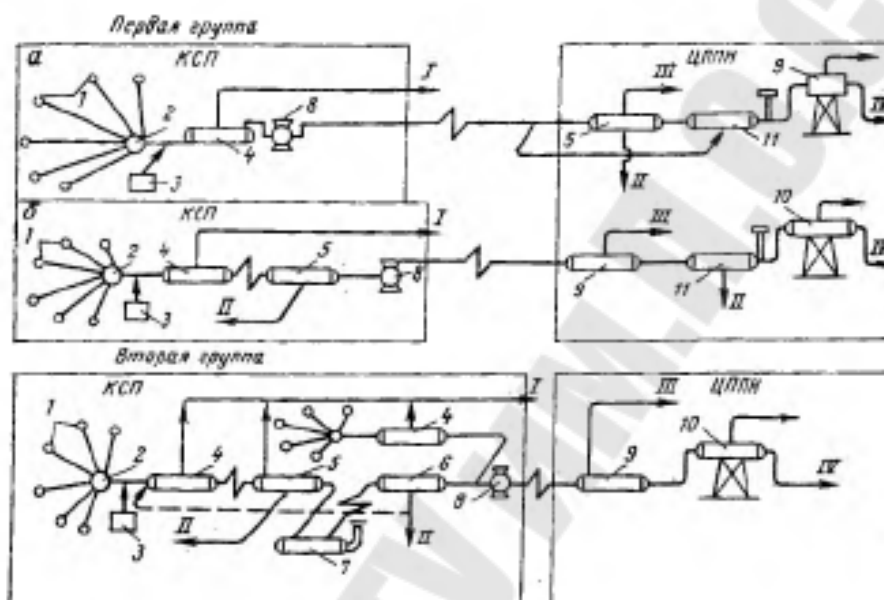


Рис. 2.5. Схема сбора на месторождениях Западной Сибири:

1 - скважины; 2 - замерные установки; 3 - блоки дозирования деэмульгатора; 4 - сепараторы I ступени; 5 - аппараты предварительного сброса; 6 - отстойники (электродегидраторы), 7 - блоки нагрева; 8 - дожимные насосные станции; 9, 10 — сепараторы II и III ступеней сепарации; 11 - деэмульсаторы; I - газ на ГВЗ; II - вода на КНС; III - газ потребителю; IV - товарная нефть

Ко второй группе относят схемы сбора, у которых на КСП полностью подготавливают нефть в газонасыщенном состоянии. В этом случае на КСП, кроме сепараторов I ступени и напорных аппаратов предварительного сброса, имеются блочные (или стационарные) нагреватели и отстойники (электродегидраторы) для глубокого обезвоживания нефти. В этих схемах реагент-деэмульгатор и горячую воду из отстойников обезвоживания нефти подают в трубопровод перед сепараторами I ступени. Свободную воду отводят из сепараторов I ступени или аппаратов предварительного сброса, а частично обезвоженная нефть под давлением сепарации проходит блок нагрева, трубопровод-каплеобразователь, и окончательно ее обезвоживают в отстойниках. Затем газонасыщенную обезвоженную нефть смешивают с аналогичным потоком безводной нефти, прошедшей только I ступень сепарации, и откачивают насосами на центральные пункты промыслового сбора (ЦППС), где происходит сепарация нефти II и III ступени

перед поступлением ее в магистральные трубопроводы. Газ II и III ступеней на ЦПСС используют на собственные нужды или подают на ГПЗ.

Унифицированные технологические схемы обустройства нефтедобывающих районов. В основу этих схем (рис. 2.6) положено совмещение в системе нефтегазосбора гидродинамических и физико-химических процессов для подготовки продукции скважин: ее разделения на фазы в специальном оборудовании повышенной производительности, при максимальном концентрировании основного оборудования по подготовке на центральных нефтесборных пунктах. Это дает возможность реализации мероприятий по комплексной автоматизации нефтепромысловых объектов с наименьшими капиталовложениями и эксплуатационными расходами, с повышением надежности всей системы в целом.

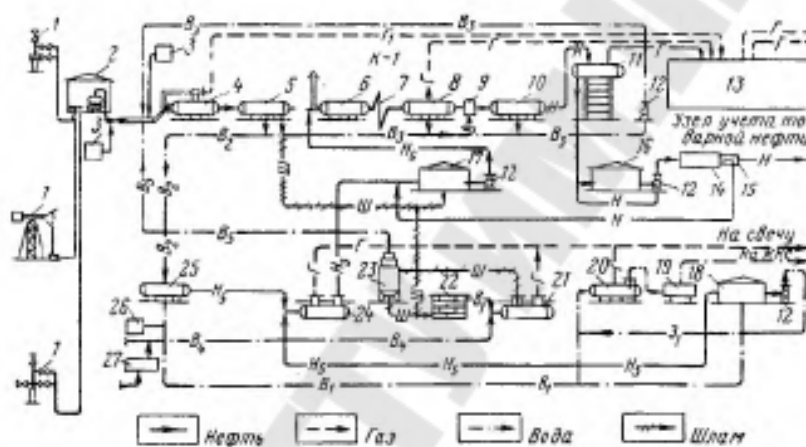


Рис. 2.6. Унифицированная технологическая схема сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов: 1 - скважина; 2 - групповая замерная установка (спутник); 3 - блок подачи реагента; 4 - сепаратор первой ступени; 5 - емкость предварительного сброса воды; 6 - печь; 7 - каплеобразователь; 8 - отстойник; 9 - смеситель; 10 - электродегидратор; 11 - сепаратор горячей ступени; 12 - насос; 13 - установка подготовки газа; 14 - узел учета товарной нефти; 15 - узел качества; 16 - резервуар товарной нефти; 17 - резервуар некондиционной нефти; 18 - резервуар пластовой воды; 19 - узел замера расхода воды; 20 - блок дегазатора с насосом; 21 - блок приема и откачки стоков; 22 - емкость-шламонакопитель; 23 - мультигидроциклон; 24 - блок приема и откачки уловленной нефти; 25 - блок очистки; 26 - блок подачи ингибитора; 27 - септик

В связи с разнообразными условиями размещения и разработки месторождений, их энергетических возможностей, физико-химических свойств продукции скважин, а также особых условий отдельных нефтедобывающих районов возможно применение насосов для транспортирования газонасыщенной нефти и безкомпрессорного транспортирования газа I ступени сепарации на центральный нефтесборный пункт. В этом случае комплекс сбора может иметь два варианта технологической схемы.

Вариант I предусматривает размещение на месторождении I ступени сепарации с дожимной насосной станцией (ДНС), с предварительным

обезвоживанием нефти. При этом процесс предварительного обезвоживания проводится при давлении I ступени сепарации. При этом лимитирующим показателем эффективности является такое качество сбрасываемой пластовой воды, которое удовлетворяло бы требованиям при закачке ее в трещиновато-пористые коллекторы (как наиболее распространенные).

Вариант 2 предусматривает размещение на месторождении сепарационной установки с насосной откачкой без сброса воды.

При выборе варианта технологической схемы сбора учитывают:

- энергетические возможности месторождения в основной период его разработки;
- способ эксплуатации скважин;
- физико-химические свойства нефти и водонефтяной эмульсии;
- рельеф местности, который характеризуется суммой геодезических подъемов на один километр трассы (параметр Σh).

3. Промысловые трубопроводы

3.1. Назначение и классификация промышленных трубопроводов

Промысловые трубопроводы (ПТ) – это капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки природного, нефтяного попутного газа, нефти, 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 (железнодорожный, морской, речной).

Основной составляющей ПТ является линейная часть – непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная в грунт тем или иным способом. К линейной части относятся собственно нитка трубопровода с переходами через естественные и искусственные преграды, резервные нитки, лупинги (параллельные нитки на отдельных участках для переноса транспортировки при остановке основной нитки), крановые узлы, камеры запуска и приема очистных устройств и диагностических приборов.

Линейная часть трубопроводов прокладывается в различных топографических геологических, гидрологических и климатических условиях, в грунтах с различной несущей способностью (болота, скальные грунты, многолетние мерзлоты).

ПТ предназначены для транспортировки продукции скважин: нефти, природного и нефтяного газа, попутной воды, их смесей. ПТ бывают межпромысловые, промысловые и технологические.

ПТ принято классифицировать по следующим параметрам.

— по способу прокладки – подземной, наземной, надземной, подводной. Подземный способ предусматривает прокладку ПТ на глубине, превышающей диаметр трубы, и после окончания укладки трубопровода земля может быть возвращена в хозяйственный оборот.

Наземные схемы прокладки используются преимущественно в сильно обводненных, заболоченных районах, при высоком уровне стояния грунтовых вод, на солончаковых грунтах, при наличии скальных подстилающих пород, при пересечении с другими коммуникациями. При наземной прокладке верхняя образующая трубопровода располагается на уровне дневной поверхности или на небольшой глубине. При этом для увеличения устойчивости укладка ведется в траншею глубиной 0,4-0,8 м с последующим сооружением насыпи необходимых размеров. Наземный способ менее затратен, чем подземный. Но при этом способе прокладки увеличивается

вероятность ускоренного коррозионного разрушения и деформации при смене температурного режима и, как следствие, сокращается срок безопасной эксплуатации.

Надземный способ прокладки рекомендуется в пустынях, горных районах, болотистых местностях, районах горных выработок, оползней, многолетней мерзлоты, сейсмических районах, а так же на переходах через естественные и искусственные препятствия. К недостаткам этого способа прокладки следует отнести загроможденность территории, необходимость устройства опор, специальных проездов для техники и миграции животных, подверженность трубопровода сильным колебаниям температуры, что требует принятия специальных мер.

Подводный способ прокладки используется преимущественно при обустройстве шельфовых месторождений

— по виду перекачиваемого продукта: нефтепроводы, газопроводы, нефтегазопроводы, водопроводы, конденсатопроводы, ингибиторопроводы, паропроводы, канализация;

— по назначению: самотечные, напорные, смешанные;

— по рабочему давлению (напору) классифицируют: ПТ, транспортирующие газ и газовый конденсат: 1 класс – от 20 до 32 МПа; 2 класс – от 10 до 20 МПа; 3 класс – от 2,5 до 10 МПа; 4 класс – до 2,5 МПа. ПТ, транспортирующие нефть: высоконапорные (выше 2,5 МПа), средненапорные (от 1,6 до 2,5 МПа), низконапорные (до 1,6 МПа), безнапорные (самотечные);

— по функции: выкидные линии – от устья скважины до ГЗУ, сборные коллекторы – принимают продукцию от нескольких трубопроводов, товарные – перекачка товарной нефти;

— по способу соединения – разъемные (фланцевое, раструбное, резьбовое, резьбовое муфтовое соединения) неразъемные (сварные, склеенные)

— по форме расположения в пространстве – линейные, кольцевые, лучевые (телескопические, лупинговые);

— по материалу: стальные, чугунные, полиэтиленовые, стеклопластиковые, полимерметаллические, железобетонные, алюминиевые, комбинированные

— по типу изоляции: внешняя, внутренняя, без изоляции

— по степени заполнения сечения трубопровода: с полным заполнением сечения трубопровода (напорные товарные нефтепроводы) и с неполным заполнением сечения (напорные и безнапорные нефтепроводы, нефтесборные коллекторы);

— по диаметру ПТ для транспорта нефти подразделяют на три класса: 1 – D_y – 600 мм и более; 2 – D_y – 600-300 мм; 3 – D_y – менее 300мм

— по размерам: малого диаметра (57 – 426 мм), большого диаметра (530 – 1420 мм)

— по гидравлической схеме работы: простые, не имеющие ответвлений; сложные – имеющие ответвления, переменный по длине расход, вставку другого диаметра, параллельный участок, кольцевые трубопроводы.

Состав и категория ПТ. В соответствии с «Правилами по эксплуатации, ревизии, ремонту и выбраковке нефтепромысловых трубопроводов» (РД 39-132-94) выделяют следующий состав ПТ для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений:

ПТ на газовых и газоконденсатных месторождениях:

— Газопроводы, газовые коллекторы неочищенного газа, межпромысловые коллекторы, трубопроводы для транспортирования газа и газового конденсата от УКПГ, УППГ до ГС, ДСК, КС, ПХГ, ГПЗ, независимо от протяженности

— Газопроводы-шлейфы, предназначенные для транспортирования газа и конденсата от скважин и от ПХГ до УКПГ, УППГ, и от КС ПХГ до нагнетательных и газлифтных скважин

— Трубопроводы, для подачи очищенного газа и ингибитора в скважины и на другие объекты обустройства месторождений

— Трубопроводы сточных вод давлением более 10 МПа для подачи их в скважины для закачки

— метанолопроводы

ПТ на нефтяных месторождениях:

— Выкидные трубопроводы от нефтяных скважин, за исключением участков, расположенных на кустовых площадках скважин, для транспортирования продукции скважин до ГЗУ

— Нефтегазосборные трубопроводы для транспортирования продукции от ЗУ до сепарационных пунктов 1 степени

— Газопроводы для транспортирования нефтяного газа от сепарационных установок до УКПГ, УППГ или потребителей

— Нефтепроводы для транспортирования газонасыщенной или разгазированной обводненной или безводной нефти от НСП и ДНС до ЦПС

— Газопроводы для транспортирования газа к газлифтным скважинам

— Трубопроводы системы ППД и захоронения попутных вод

— Нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от ЦПС до МТ

— Ингибиторопроводы

Все внутрипромысловые трубопроводы в зависимости от их назначения, диаметра, рабочего давления, газового фактора, коррозионной активности перекачиваемой среды подразделяются на 4 категории. Категория ПТ определяется суммой баллов:

$$K_{\text{общ}} = \sum K_i,$$

где K_i определяется по зависимостям, полученным на основании экспертных оценок влияния указанных факторов на надежность работы трубопровода.

К 1 категории относятся трубопроводы с суммой баллов $K > 50$; ко второй – $33 < K < 50$; к третьей $16 < K < 33$; к четвертой – $K < 16$

Коэффициент K_1 определяется в зависимости от назначения трубопровода (табл.3.1).

Таблица 3.1

Значение K_1 для различных видов трубопроводов

Назначение трубопровода	Значение коэффициента K_1
Газопровод внутриплощадочный	20
Нефтегазопровод внутриплощадочный	18
Нефтепровод внутриплощадочный	16
Водовод внутриплощадочный	14
Газопровод внутрипромысловый	12
Нефтепровод внутрипромысловый	10
Нефтегазопроводный коллектор 1 порядка*	8
Нефтегазопроводный коллектор 2 порядка**	6
Водовод внутрипромысловый	4
Выкидная линия скважин	2

* Коллектор 2 порядка – нефтегазосборный трубопровод, отводящий продукцию нескольких кустов скважин до его врезки в коллектор 1 порядка.

**Коллектор 1 порядка – нефтегазосборный трубопровод, объединяющий продукцию нескольких коллекторов 2 порядка до входа его в пункт подготовки.

Коэффициент K_2 учитывает ответственность трубопровода в зависимости от диаметра:

$$K_2 = 0,01D_n,$$

где D_n - наружный диаметр ПТ

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

$$K_3 = P_{\text{раб}},$$

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

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

$$K_4 = 0,06 \Gamma_{\phi}$$

где Γ_{ϕ} – газовый фактор данного месторождения, $\text{м}^3/\text{м}^3$

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

$$K_5 = 20 v_{\text{кор}}$$

где $v_{\text{кор}}$ – скорость коррозии трубопровода, мм/год

3.2. Проектирование промышленных трубопроводов.

Все существующие методы проектирования ПТ должны отвечать следующим критериям: оптимальная металлоемкость, современное техническое обслуживание, учет существующей системы сбора продукции скважин, учет очередности ввода скважин, безопасность для окружающей среды, оптимальные сроки строительства.

Проектирование ПТ сводится к решению следующих задач: выбор трассы, выбор рациональной длины и диаметра ПТ, гидравлический, прочностной и механический расчеты.

На выбор трассы оказывают влияние следующие факторы: сейсмостойкость, экология, надежность, перспективы развития месторождения, затраты на сооружение перекачивающей станции. Трассы выбирают с учетом размещения скважин на площади месторождения и ее размеров, характеристики продуктивных пластов и дебитов скважин, принятой схемой подготовки скважинной продукции, климатических условий и рельефа площади промысла. Трассу между двумя заданными пунктами выбирают по карте местности крупного масштаба, близкой к прямой линии, с обходом болот, водоемов, дорог, промышленных объектов, и пр.

Основные требования к трассам заключаются в следующем:

- выбор трассы производится на основе вариантной оценки экономической целесообразности и экологической допустимости из нескольких возможных вариантов;
- прокладка ПТ 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 ПТ, укладываемых в одну траншею, определяется проектом, исходя из условий надежности и безопасности эксплуатации ПТ, удобства выполнения строительно-монтажных и ремонтных работ.

Выбор рациональных длин и диаметров ПТ. Расчеты проводят для заданной пропускной способности с учетом плотности и вязкости перекачиваемой среды для двух значений температуры, принимая во внимание диаметры соседних ПТ большего и меньшего значения, чем у реко-

мендуемого. Технологические расчеты проводят с использованием укрупненных экономических показателей, отвечающих минимальной металлоемкости и минимуму затрат на строительство и эксплуатацию ПТ. По результатам расчетов принимается ближайший в сторону увеличения внутренний диаметр трубы по сортаменту.

Гидравлический, тепловой, и механический расчет ПТ. В основе гидравлического описания работы ПТ, по которому осуществляется перекачка, лежит уравнение Бернулли. Механический и прочностной расчеты сводятся к оценке толщины стенок труб с учетом максимально возможного рабочего давления и диаметра труб, выбору марки стали. Тепловой расчет проводится для правильной расстановки подогревателей и настройки режима их работы на основе уравнений теплового баланса.

Гидравлический расчет ПТ должен выполняться :

- на максимальную добычу жидкости, принимаемую по проектным документам, и эффективную вязкость, соответствующую обводненности скважинной продукции на этот период;
- на максимальную эффективную динамическую вязкость и соответствующую ей добычу жидкости.

Для обеспечения трубопроводного транспорта высоковязкой нефти с температурой замерзания выше минимальной температуры грунта на глубине укладки ПТ, следует предусматривать специальные инженерные решения: путевой подогрев, ввод деэмульгаторов, смешение с маловязкой нефтью, газонасыщение и т.д.

Выкидные линии должны проектироваться в одну нитку с соблюдением принципа коридорной прокладки с другими инженерными коммуникациями.

Раздельный сбор и транспорт разноразных нефтей и нефтяных газов и однотипных пластовых нефтей в каждом случае должен проектироваться на основании технико-экономических обоснований с учетом:

- целевого назначения использования нефти и ПНГ
- возможности осуществления технологических процессов совместной подготовки разноразных нефтей, ПНГ и добываемой воды;
- магистрального их транспорта до потребителей

3.3. Осложнения при эксплуатации систем сбора и транспорта продукции скважин

3.3.1. Внутритрубная коррозия трубопроводов

Под термином коррозия понимают самопроизвольно протекающее химическое взаимодействие металла со средой, приводящее к изменению состава металла и его свойств. Следует обратить внимание, что, во-первых

коррозионный процесс протекает самопроизвольно, то есть без получения энергии извне, а во-вторых в его основе лежит химическое взаимодействие металла со средой. Так, если металлоконструкция меняет свою несущую способность в результате воздействия потока сухого углеводородного газа, содержащего абразивные частицы, разрушение не связано с коррозией. Если же в этом газе присутствуют агрессивные компоненты (влаги, сероводород, углекислый газ) и в основе разрушения лежит химическое взаимодействие металла трубы с этими компонентами следует говорить о коррозионном повреждении металла.

Следствием коррозии всегда является изменение свойств металла (химических, механических) и, как результат – изменение эксплуатационных характеристик трубопровода. При этом труба, пораженная коррозией, может продолжать безаварийно работать в течение некоторого времени. Вопрос возможности эксплуатации пораженных коррозией трубопроводов является одним из важнейших в практике инженера по промышленному транспорту продукции скважин.

Скорость коррозии обратно пропорциональна свободной энтальпии реакции. На неё оказывают влияние скорость потока, концентрация коррозионно-опасных агентов (H^+ , HS^- , S^{2-} , O^{2-}) и мехпримесей, температура, давление и механические нагрузки, горизонтальная характеристика трубопровода.

Количественно скорость коррозии выражают в массе металла, которую потеряла единица его поверхности в единицу времени:

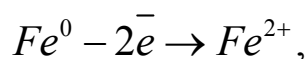
$$v = \frac{\Delta m}{St},$$

где v – скорость коррозии, $г/м^2 \cdot ч$ ($мг/см^2 \cdot сут$); Δm – потеря массы, $г$ ($мг$); S – площадь поверхности, $м^2$ ($см^2$); t – время, $ч$ ($сут$).

Под скоростью коррозии понимают также глубину повреждения металла в единицу времени – $мм/год$. Эту величину обычно называют глубиной скорости коррозии.

Классификация коррозионных процессов чаще всего производится по двум принципам: механизму развития процесса и характеру его проявления.

При рассмотрении **механизма развития процесса** в первую очередь определяют механизм протекания химической реакции, лежащей в его основе. Как правило, коррозия нефтепромысловых трубопроводов протекает при наличии на поверхности металла плёнки электролита и процессу присущи закономерности электрохимических реакций. Процесс разделяется на две сопряженные реакции – окислительную, анодную, в которой металл переходит в раствор:



и восстановительную, катодную, в которой ионы металла соединяются с какими-либо частицами раствора (рис. 3.1):

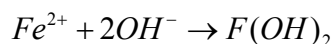
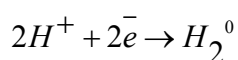
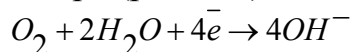
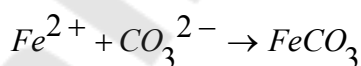
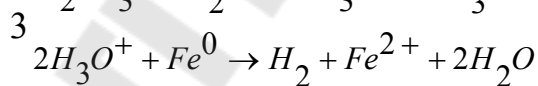
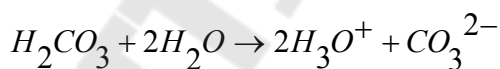
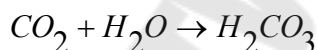


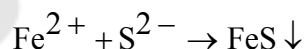
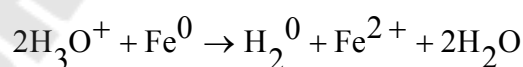
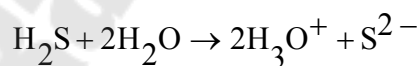
Рис.3.1. Схема электрохимической коррозии

В зависимости от того, какой агрессивный компонент среды ассимилирует электроны, различают следующие виды коррозии:

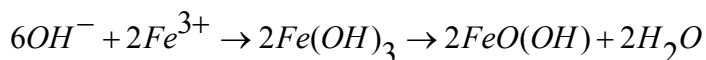
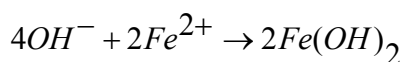
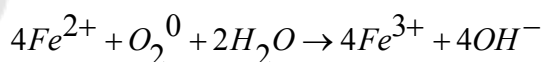
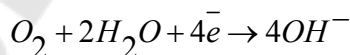
– углекислотная:



– сероводородная:



– кислородная:



По характеру коррозионного поражения различают: общую, локальную, межкристаллитную коррозию, коррозионное растрескивание, коррозионный блистеринг (расслоение), щелевую коррозию.

Общая коррозия – это поражение металла, развивающееся по всей поверхности контакта со средой. Общая коррозия может быть равномерной, если развивается по всей поверхности примерно с одинаковой скоростью, и неравномерной, если глубина одних участков поверхности больше, чем других. Общая коррозия – наиболее распространенный и наименее опасный вид разрушения. Пораженный участок легко идентифицируется визуально или по результатам ультразвуковой дефектоскопии. Если коррозия равномерная, обеспечение расчетного срока эксплуатации может, помимо специальных методов защиты, достигаться за счет увеличения толщины стенки трубы. Опасность общей коррозии связана с тем, что она приводит к уменьшению толщины стенки трубы и снижению прочности трубопровода.

К общей коррозии относится структурно-избирательная коррозия – избирательное растворение отдельных структурных составляющих, например феррита в аустенитно-ферритной стали

Если разрушение развивается лишь на отдельных участках поверхности, то коррозия называется локальной или местной. К локальным относятся такие виды коррозии, как язвенная, питтинговая, межкристаллитная.

Язвенная коррозия – это разрушение поверхности, которое развивается на отдельных участках, причем площадь поврежденной поверхности существенно превышает ее глубину. Этот вид коррозии легко обнаруживается визуально. При ультразвуковой дефектоскопии язвенные поражения могут не попасть в область обследования и остаться незамеченными. Поэтому язвенное поражение опаснее общего: как и неравномерная общая коррозия язвенная может привести к появлению свища. Как правило язвенная коррозия не приводит к катастрофическому разрушению трубопровода.

Питтинговая коррозия – это вид локального разрушения, при котором глубина пораженного участка значительно больше площади поражения. Обнаружить подобные участки очень трудно. Ультразвуковая дефектоскопия практически бессильна, поэтому питтинговая коррозия существенно опаснее общей и язвенной. Сами питтинги развиваются обычно со скоростью соизмеримой со скоростью общей и язвенной коррозии. Но очень часто под действием растягивающих нагрузок вершина питтинга становится концентратором напряжений, с которого начинается коррозионная трещина, которая быстро становится причиной полной потери работоспособности трубопровода. Наиболее подвержена питтинговой коррозии аустенитная сталь.

Межкристаллитная коррозия (МКК) – это вид локального разрушения, которое развивается вглубь металла, поражая границы зерен. На поверхности участка, подверженного межкристаллитной коррозии нет продуктов коррозии и визуально она практически неотличима от непоражен-

ного металла. Но при МКК сильно снижается пластичность и прочность металла.

Коррозионное растрескивание (КР) также представляет собой один из видов локальной коррозии и связано с появлением трещин в металле под одновременным действием коррозионно-активной среды и растягивающих нагрузок. КР может инициироваться коррозионной язвой, питтингом или любым другим видом локального поражения поверхности, способным служить концентратором напряжений. Коррозионная трещина на начальном этапе растет очень медленно, пока не достигнет критических размеров. С этого момента наблюдается лавинный рост трещины, приводящий к катастрофическому разрушению.

Коррозионный блистеринг – это вид локального коррозионного поражения, связанный с появлением в толще металла несплошности, снижающей несущую способность металлоконструкции. Это разрушение характерно для трубопроводов из низколегированных сталей, работающих в атмосфере влажного сероводорода. Развивается оно довольно медленно, легко диагностируется при помощи ультразвуковой дефектоскопии. Трубопровод, подверженный блистерингу может работать еще в течение относительно длительного времени.

Щелевая коррозия – вид локальной коррозии, которая возникает в обусловленных конструкцией щелях или под минеральными отложениями и приводит к локально высоким скоростям коррозии.

Гальваническая коррозия развивается в случае, когда металлы разной активности электропроводно связаны между собой. Более инертный металл становится катодом и не разрушается. Этот принцип используется при катодной защите.

Факторы, влияющие на скорость коррозионного разрушения.

Влияние реакции водной среды и температуры на интенсивность протекания коррозии проиллюстрировано на рис. 3.2. выделяются 3 области интенсивного протекания в зависимости от величины рН водной среды:

- рН < 4,3 (сильнокислая среда) – скорость коррозии чрезвычайно быстро возрастает с понижением рН;
- $4,3 < \text{pH} < 9-10$ – скорость коррозии мало зависит от рН.
- $9 - 10 < \text{pH} < 13$ (сильнощелочная среда) – скорость коррозии убывает с ростом рН и коррозия стали практически прекращается при значении равном 13.

Повышение температуры ускоряет анодные, катодные процессы и скорость коррозии.

Содержание кислорода растворенного в воде – наиболее активный фактор, влияющий на протекание процесса коррозии. Присутствие кисло-

рода приводит к перераспределению значимости вышерассмотренных факторов (рис. 3.1).

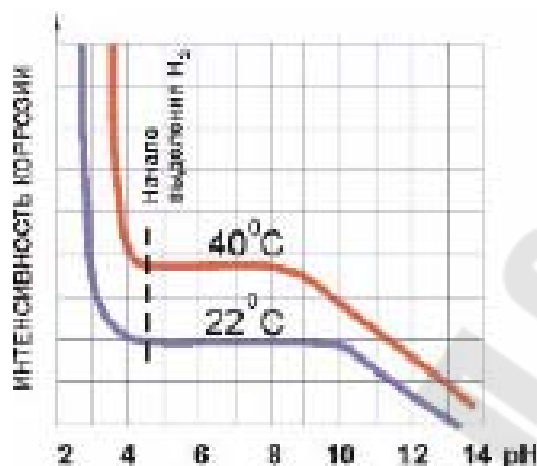


Рис. 3.1. Зависимости интенсивности коррозии от величины pH и температуры воды

Как было отмечено выше, при отсутствии в воде растворенного кислорода коррозия интенсивна в кислой среде ($\text{pH} < 4$) и практически прекращается при величине $\text{pH} > 4,3$ (рис. 3.2, кривая 4). В противном случае коррозия железа будет идти и в кислой, и в щелочной среде (рис. 3.2, кривые 1–3).

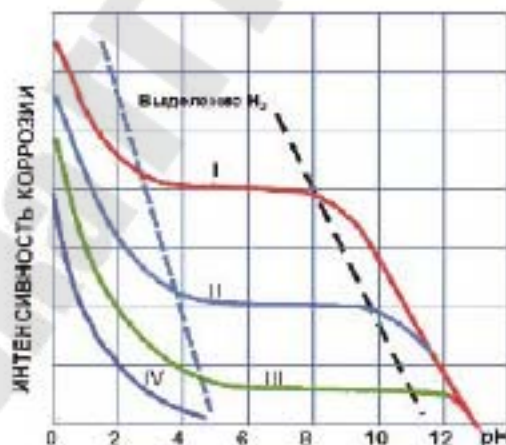


Рис. 3.2. Влияние кислорода на интенсивность коррозии

Парциальное давление CO_2 оказывает огромное влияние на разрушение металла коррозией. Промысловые воды содержат значительное количество свободной углекислоты. При одинаковых величинах pH процесс коррозии в углекислотной среде протекает более интенсивно.

На основании исследований установлено, что системы с парциальным давлением CO_2 менее 0,02 МПа считаются коррозионно-неопасными, в диапазоне 0,02 – 0,2 МПа – возможны средние скорости коррозии, а при

парциальном давлении CO_2 более 0,2 МПа среда является высококоррозионной.

Влияние CO_2 можно объяснить двумя причинами:

- присутствие CO_2 приводит к увеличению выделения водорода на катоде;
- происходит образование карбонатно-оксидных пленок на поверхности металла.

При взаимодействии Fe^{2+} с HCO_3^- или H_2CO_3 образуется осадок карбоната железа (FeCO_3):

Все исследователи обращают внимание на огромное влияние продуктов коррозии железа на скорость ее протекания. Эти осадки являются полупроницаемыми для коррозионно-агрессивных компонентов среды и замедляют скорость разрушения металла. Однако, в случае частичного отслоения отложений карбонатов и попадания в щелевое пространство агрессивной среды скорость коррозии резко возрастает.

Влияние минерализации воды. Растворенные в воде соли являются электролитами, поэтому увеличение их концентрации до определенного предела повышает электропроводность среды и, следовательно, ускорит процесс коррозии. С другой стороны увеличение минерализации приводит к уменьшению растворимости агрессивных газов в воде, возрастанию вязкости воды и затруднению диффузионного подвода кислорода к поверхности катодным участкам металла, что уменьшает скорость коррозии.

Тип воды. Хлоркальциевый либо хлоридно-натриевый тип воды также оказывает влияние на процесс коррозии. Ионы хлора обладают высокой адсорбционной способностью по отношению к металлам и способны их активировать. Хлорид-ионы вытесняют пассиваторы (окисные пленки) с поверхности металла, способствуют растворению их и облегчают переход ионов металла в раствор.

Особенно большое влияние ионы хлора оказывают на растворение железа, хрома, никеля, алюминия.

Структурная форма потока. Выделяют семь основных структурных форм многофазного потока (рис. 3.3): пузырьковая, пробковая, расслоенная, волновая, снарядная, кольцевая и дисперсная. Каждая форма влияет на характер коррозионного процесса.

Вопрос о связи коррозионных процессов в трубопроводах со структурами потоков интересен, но корреляционные зависимости, пригодные для инженерной практики, отсутствуют. Известно, что кольцевая (дисперсно-кольцевая) структура снижает интенсивность коррозии. Снарядная (пробково-диспергированная) может способствовать коррозионно-эрозионному износу трубопровода по нижней образующей трубы на восходящих участках трассы. Расслоенная (плавная расслоенная) – способствует развитию общей и питтинговой коррозии в зоне нижней образующей

трубы и в, так называемых, "ловушках" жидкости, особенно при выделении соленой воды в отдельную фазу.

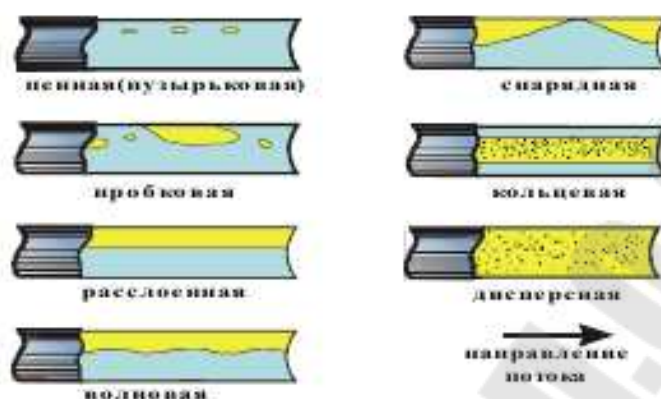


Рис. 3.3. Структуры газожидкостных потоков в горизонтальных трубопроводах

Микробиологическая или биокоррозия – коррозия, вызванная жизнедеятельностью микроорганизмов, которые вырабатывают вещества, ускоряющие коррозионные процессы. В промышленных условиях наиболее распространены сульфат-восстанавливающие анаэробные бактерии, обычно обитающие в технических водах. В результате деятельности сульфат-восстанавливающих бактерий образуется сероводород H_2S , который хорошо растворяется в нефти и в дальнейшем взаимодействует с железом, образуя сульфид железа, выпадающий в осадок. Под влиянием H_2S поверхность металла становится гидрофильной и легко смачивается водой. На поверхности трубопровода образуется тонкий слой электролита, в котором и происходит накопление осадка сульфида железа.

Сульфид железа является стимулятором коррозии. Он участвует в образовании гальванической микропары «Fe-FeS», в которой является катодом, а разрушаться будет металлическое железо, которое играет роль анода.

Защита трубопроводов от коррозии.

Добиться повышения надежности и снижения аварийности промышленных трубопроводов можно только за счёт применения комплексных мер. Способы защиты от коррозионного воздействия подразделяются на технические (механические), химические и технологические.

Технические способы защиты. Среди всех способов технической защиты основным можно считать смену материала труб на коррозионно-устойчивые, например, полимерные, рассчитанные на разные давления: – для трубопроводов с рабочим давлением до 1,0 МПа трубы изготавливают из полиэтилена низкого давления, полипропилена, поливинилхлорида, полибутена, акрилонитрилбутадиона;

– для трубопроводов с рабочим давлением 4,0 – 6,0 МПа – из композитных материалов: стеклопласт, бипластмасса, армированные, термопластичные.

Полиэтиленовые трубы имеют в 7 раз меньшую массу, чем стальные. Монтаж их не требует тяжелого подъёмно-транспортного оборудования. Они обладают большой эластичностью, малой шероховатостью, высокой гладкостью, вследствие чего их пропускная способность увеличивается на 2-3 %. Полиэтиленовые трубы могут использоваться для транспорта минерализованных вод любой агрессивности.

Однако для транспорта нефти, нефтяных эмульсий, газового конденсата по напорным трубопроводам трубы из полиэтилена мало пригодны, вследствие набухаемости этого материала и снижения прочности.

Решением этой проблемы являются трубы из ламинированного композитного материала, который сочетает преимущества высокопрочной стали с коррозионной стойкостью стекловолокна. Теплопроводность стеклопластика в 250 раз меньше, чем у металла, то есть он обладает повышенными теплоизоляционными характеристиками.

С начала 80-х годов, в связи с ростом коррозионной активности добываемых жидкостей и увеличением протяженности трубопроводов, стали применяться гибкие трубы. В первую очередь гибкие трубы применялись в системе ППД с особо агрессивными средами, содержащими сероводород, углекислый газ, высокоминерализованные растворы с активными ионами хлора, свободный кислород.

Срок службы стальных трубопроводов в этих условиях не превышал 1 года, а срок промышленной наработки гибких труб составил свыше 15 лет.

Химические способы защиты предполагают использование ингибиторов коррозии. Ингибиторы могут различным образом воздействовать на отдельные ступени процесса коррозии. Общим признаком является то, что уже в малых количествах (г/т) замедляют процесс коррозии без значительного изменения концентрации корродирующих агентов.

Механизм действия ингибиторов коррозии:

- воздействие на анодный или катодный процесс: кинетическое торможение отложения продуктов коррозии металла на катоде;
- пассиваторы (дихроматы, ванадаты) относятся к анодным ингибиторам за счёт образования защитного слоя оксидов на металле;
- физически действующие ингибиторы адсорбируются на поверхности металла и создают защитную плёнку, действующую как диффузный барьер и замедляющую массообмен в коррозионном процессе;
- органические плёнкообразователи;
- вещества, вступающие в химическую реакцию с продуктами коррозии, со средой или металлом с образованием защитных слоёв;
- вещества, связывающие корродирующий агент.

Требования к ингибиторам коррозии:

- обеспечивать защитный эффект не ниже 85-90% при малых концентрациях (~ 100 г/м³);
- иметь высокую адгезию к поверхности металла;
- быстро образовывать плёнку;
- иметь избирательную растворимость.

Технологическая защита трубопроводов основана на выборе технологии подготовки и транспорта промышленной нефти с минимальным контактом системы "вода-поверхность". Это технологии дифференцированного отделения воды в виде свободной фазы

Защита трубопроводов от наружной коррозии.

Подземные трубы подвергаются наружной коррозии по электрохимическому типу. Трубы, уложенные в почву при наличии в ней солей и влаги, находятся в "электролитической ванне". В сухом песке коррозия не происходит.

Способы защиты трубопроводов от наружной коррозии подразделяются на пассивные и активные.

Пассивные способы защиты предусматривают изоляцию наружной поверхности трубы от контакта с грунтовыми водами и от блуждающих электрических токов. Такая защита осуществляется с помощью противокоррозионных диэлектрических покрытий, обладающих водонепроницаемостью, прочным сцеплением с металлом, механической прочностью. Для изоляции промышленных трубопроводов применяют покрытие на битумной основе и на основе полимеров.

Битумная мастика для покрытий содержит минеральный наполнитель или резиновую крошку для повышения её вязкости в горячем состоянии и увеличения механической прочности покрытия. Для повышения прочности и долговечности битумных покрытий используют модификаторы в виде стекловолоконистых материалов, пластмасс и др.

Покрытия на основе полимеров представляют собой полиэтиленовые или полихлорвиниловые плёнки с применением клея. Ленту пленки наматывают на очищенный, и загрунтованный трубопровод.

При длительной эксплуатации трубопроводов, защищенных только изоляционным покрытием, возникают сквозные коррозионные повреждения уже через 5-8 лет после укладки трубопроводов в грунт вследствие почвенной коррозии, так как изоляция со временем теряет прочностные свойства, и в её трещинах начинаются интенсивные процессы наружной коррозии.

Активные способы защиты трубопроводов от наружной коррозии предусматривают создание такого электрического тока, в котором весь металл трубопровода, несмотря на неоднородность его включений, становится катодом, а анодом является дополнительно размещенный в грунте ме-

талл. Существуют два вида активной защиты трубопроводов от наружной коррозии – протекторная и катодная.

При протекторной защите рядом с трубопроводом размещают более активный металл (протектор), который соединяют с трубопроводом изолированным проводником. Протекторы изготавливают из цинка, алюминия, магниевых сплавов (табл. 3.2). Принцип действия протекторной защиты аналогичен работе гальванического элемента (рис. 3.4).

Два электрода: трубопровод и протектор, изготовленный из более электроотрицательного металла, чем сталь опущены в почвенный электролит и соединены проводником. Так как материал протектора является более электроотрицательным, то под действием разности потенциалов происходит направленное движение электронов от протектора к трубопроводу по проводнику. Одновременно ионы протектора переходят в раствор. Это приводит к разрушению протектора. Сила тока при этом контролируется с помощью контрольно-измерительной колонки.

Таблица 3.2

Физико-химическая характеристика материалов для изготовления протекторов

Показатели	Металлы		
	Mg	Zn	Al
Равновесный электродный потенциал (E), В	- 2,34	- 0,76	- 1,67
Токоотдача, А·ч/кг	2200	820	2980
Коэффициент использования, %	50	90	85

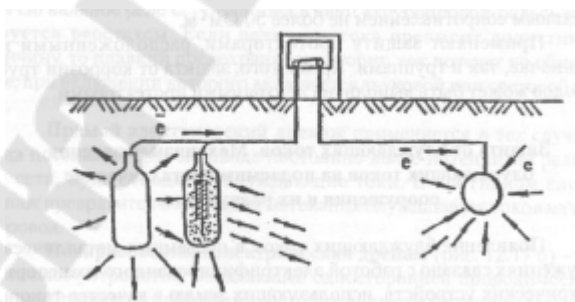


Рис. 3.4. Принципиальная схема протекторной защиты

Разрушение металла все равно имеет место. Но не трубопровода, а протектора. Теоретически для защиты стальных сооружений от коррозии могут быть использованы все металлы, расположенные в электрохимическом ряду напряжений левее от железа, так как они более электроотрицательны. Практически же протекторы изготавливаются только из материалов, удовлетворяющих следующим требованиям:

– разность потенциалов материала протектора и железа (стали) должна быть как можно больше;

– ток, получаемый при электрохимическом растворении единицы массы протектора (токоотдача), должен быть максимальным;
– отношение массы протектора, израсходованной на создание защитного тока, к общей потере массы протектора (коэффициент использования) должно быть наибольшим.

Данным требованиям в наибольшей степени удовлетворяют магний, цинк и алюминий, сплавы, которых и используются для изготовления протекторов. Применяют защиту протекторами, расположенными как поодиночке, так и группами, или протяженными протекторами.

Протекторную защиту одиночными или групповыми коллекторами рекомендуется использовать в грунтах с удельным сопротивлением не более $50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, а протяженными – не более $500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

При катодной защите с помощью источника постоянного тока катодной станции (рис. 3.5) создают разность потенциалов между трубопроводом и размещенным рядом с трубопроводом куском металла так, что на трубопровод подается отрицательный заряд, а на металл, который будет растворяться – положительный.

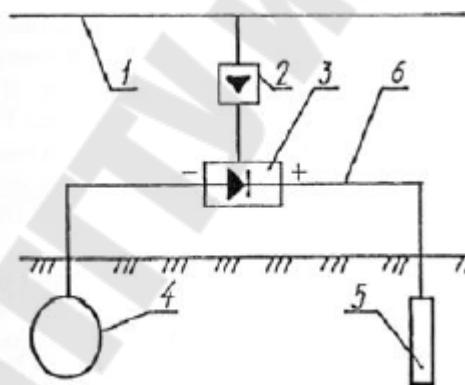


Рис. 3.5. Принципиальная схема катодной защиты: 1 – ЛЭП; 2 – трансформаторный пункт; 3 – станция катодной защиты; 4 – защищаемый трубопровод; 5 – анодное заземление; 6 – кабель

Источником постоянного тока является станция катодной защиты 3, где с помощью выпрямителей переменный ток, поступающий от вдольтрассовой ЛЭП 1 через трансформаторный пункт 2, преобразуется в постоянный. Отрицательным полюсом источник с помощью кабеля 6 подключен к защищаемому трубопроводу 4, а положительным – к анодному заземлению 5. При включении источника тока электрическая цепь замыкается через почвенный электролит.

Принцип действия катодной защиты аналогичен процессу электролиза. Под воздействием приложенного электрического поля источника начинается движение полусвободных валентных электронов в направлении «анодное заземление – источник тока – защищаемое сооружение». Те-

ряя электроны, атомы металла анодного заземления переходят в виде ион-атомов в раствор почвенного электролита, то есть анодное заземление разрушается. Ион-атомы подвергаются гидратации и отводятся вглубь раствора. У защищаемого же сооружения вследствие работы источника постоянного тока наблюдается избыток свободных электронов, то есть создаются условия для протекания реакций кислородной и водородной деполяризации, характерных для катода.

Считается, что для защиты от коррозии подземных металлических трубопроводов необходимо, чтобы их потенциал был не более минус 0,85 В. Минимальный защитный потенциал должен поддерживаться на границе зон действия смежных станций катодной защиты (СКЗ). Дополнительно размещаемый в грунте металл как в протекторной, так и в катодной защите, является анодом и подвергается разрушению, а наружная коррозия трубопровода минимальна.

Электродренажная защита трубопроводов. Метод защиты трубопроводов от разрушения блуждающими токами, предусматривающий их отвод (дренаж) с защищаемого сооружения на сооружение – источник блуждающих токов, либо специальное заземление – называется электродренажной защитой.

Применяют прямой, поляризованный и усиленный дренажи. Прямой электрический дренаж – это дренажное устройство двусторонней проводимости. Схема прямого электрического дренажа (рис. 3.6, а) включает: реостат, рубильник, плавкий предохранитель, сигнальное реле.

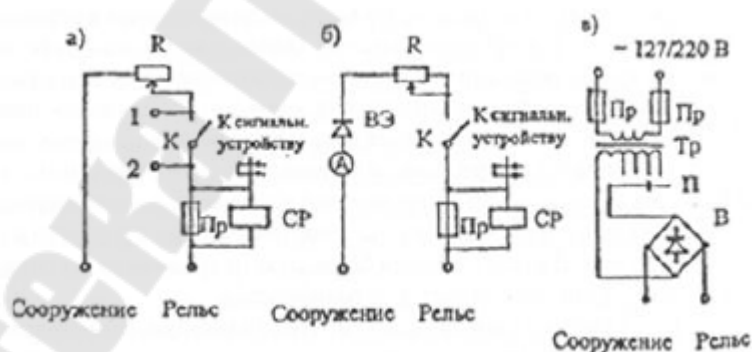


Рис. 3.6. Принципиальные схемы электрических дренажей:

а - прямой; б - поляризованный; в – усиленный. R – реостат; К – рубильник; Пр – плавкий предохранитель, Ср – сигнальное реле.

Сила тока в цепи «трубопровод–рельс» регулируется реостатом. Если величина тока превысит допустимую величину, то плавкий предохранитель сгорит, ток потечет по обмотке реле, при включении которого включается звуковой или световой сигнал. Прямой электрический дренаж применяется в тех случаях, когда потенциал трубопровода постоянно вы-

ше потенциала рельсовой сети, куда отводятся блуждающие токи. В противном случае дренаж превратится в канал для натекания блуждающих токов на трубопровод.

Поляризованный электрический дренаж (рис. 3.6, б) – это дренажное устройство, обладающее односторонней проводимостью. От прямого дренажа поляризованный отличается наличием элемента односторонней проводимости - вентильного элемента (ВЭ). При поляризованном дренаже ток протекает только от трубопровода к рельсу, что исключает натекание блуждающих токов на трубопровод по дренажному проводу.

Усиленный дренаж (рис. 3.6, в) применяется в тех случаях, когда нужно не только отводить блуждающие токи с трубопровода, но и обеспечить на нем необходимую величину защитного потенциала. Усиленный дренаж представляет собой обычную катодную станцию, подключенную отрицательным полюсом к защищаемому сооружению, а положительным – не к анодному заземлению, а к рельсам электрифицированного транспорта. За счет такой схемы подключения обеспечивается: во-первых, поляризованный дренаж, за счет работы вентильных элементов в схеме СКЗ, а во-вторых, катодная станция удерживает необходимый защитный потенциал трубопровода.

После ввода трубопровода в эксплуатацию производится регулировка параметров работы системы защиты от коррозии. При необходимости могут вводиться в эксплуатацию дополнительные станции катодной и дренажной защиты, а также протекторные установки.

3.3.2. Образование жидкостных и гидратных пробок

Попутный газ содержит пары воды, количество которых зависит от многих факторов.

Пары воды могут насыщать газ до определённого значения давления, равного давлению насыщения водяного пара при данной температуре. Предельное содержание водяного пара в газе при данной температуре и давлении называется «точкой росы». При превышении этого предела пары воды конденсируются.

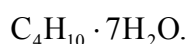
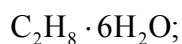
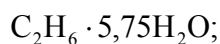
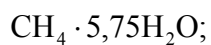
При движении газа по трубопроводам происходит постоянное изменение термодинамических условий и, вследствие этого, образование конденсата: водного и углеводородного. В пониженных местах рельефных трубопроводов могут образоваться пробки конденсата – жидкостные пробки. Для предотвращения образования жидкостных пробок устанавливают камеры с разрывом струи. Камера представляет собой емкость, герметично присоединенную к отверстию в нижней стенке газопровода. Конденсат стекает в эту емкость, откуда его в последующем откачивают по специаль-

ной трубе на поверхность. Газ движется без изменения направления к конечной точке газопровода.

При определённых термобарических условиях газы в контакте с водным конденсатом могут образовывать твердые соединения газа и воды – газовые гидраты, которые, отлагаясь на стенках труб, уменьшают рабочее сечение и снижают пропускную способность.

Большое влияние на фазовое равновесие нефтяного газа оказывают содержащиеся в нём, даже в малых количествах, тяжёлые углеводороды. Наличие тяжёлых углеводородов влияет не только на образование конденсата, но и на образование гидратов. Так, этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8) и изобутан (и $i-C_4H_{10}$), а также сероводород, углекислота и другие кислые газы резко улучшают условия гидратообразования.

Состав газовых гидратов:



Условия образования: Температура, при которой газ становится полностью насыщенным водяными парами при данном содержании воды в газе, называется температурой точки росы газа по воде при данном давлении. Если в газопровод поступает газ, содержание воды в котором таково, что по условиям транспорта (изменение давления и температуры) температура газа не снижается ниже точки росы, то в таком газопроводе не выпадает капельная влага и, следовательно, отсутствуют условия для образования гидратов.

Если точка росы газа выше температуры, до которой может охладиться газ в газопроводе (практически газ может охладиться до температуры грунта, в который уложен газопровод, или до температуры окружающего воздуха, если газопровод проложен по поверхности), то в таком газопроводе будет происходить конденсация паров воды, то есть будут условия для гидратообразования.

Наличие в потоке газа воды в жидкой фазе – необходимое, но не достаточное условие образования гидратов. Гидраты могут образоваться при определённых давлениях и температурах в зависимости от состава газа.

Мероприятия по предупреждению процессов образования гидратов исходят из известных данных о причинах их образования. Все применяемые методы борьбы с гидратами основаны на изменении энергетических соотношений молекул газа-гидратообразователя и воды. На практике наиболее широко применяют следующие методы.

Подогрев газа. Если на всём протяжении газопровода температура газа будет выше температуры точки росы, и, следовательно, свободные капли воды выпадать не будут, то есть не будет условий для образования

гидратов. Подогрев газа используют как для предупреждения, так и для ликвидации гидратных пробок.

Понижению точки росы газа способствуют:

- уменьшение давления при транспорте газа, при этом наряду с понижением температур точек росы снижается также температура начала образования гидратов;
- нейтрализация воды, выпадающей в жидкой фазе;
- уменьшение содержания влаги в газе, осушка.

Уменьшение плотности газа извлечением из него тяжёлых углеводородов (C_3+). При этом увеличивается и снижается температура, при которой начинают образовываться гидраты.

Осушка газового потока от влаги методами сорбции или низкотемпературной сепарации с понижением точки росы по воде ниже минимальной технологической температуры, что исключает конденсацию паров воды, а, следовательно, и образование гидратов.

Применяют несколько способов осушки газа, включая ингибиторы гидратообразования – спирты и электролиты, которыми могут быть метанол (CH_3OH), этиленгликоль, разбавленный водой, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, 30 % раствор хлористого кальция и другие. Ингибитор взаимодействует с парами воды и переводит их в раствор.

Количество требуемого реагента для газопровода определяется с учётом условий его работы. В среднем для метанола оно колеблется в пределах 0,1 – 0,25 кг на 1000 м^3 транспортируемого газа. Расход ингибитора (g) в кг на 1000 м^3 газа для ликвидации гидратных отложений в газопроводах определяется по формуле:

$$g = [(W_1 - W_2) \cdot C] / (C_1 - C_2),$$

где W_1 и W_2 – содержание влаги в газе до и после ввода ингибитора, кг/ 1000 м^3 газа; C_1 и C_2 – массовые концентрации соответственно свежего и отработанного ингибитора.

Оптимальная концентрация ингибитора C_1 вводимого в поток газа, зависит от степени необходимого понижения температуры гидратообразования и количества влаги (воды), выделяющейся из газа. Минимальный расход ингибитора достигается при наивысшей возможной концентрации C_1 . Обычно для метанола (CH_3OH) эта концентрация составляет 93-95 %. Для гликолей допустимая концентрация C_1 определяется в основном двумя факторами: вязкостью гликоля, сильно возрастающей с понижением температуры, и температурой застывания водных растворов. Для хлористого кальция $CaCl_2$ допустимая концентрация обычно не превышает 30 % масс, так как содержание этого ингибитора выше 30 % не даёт заметного увеличения извлекаемой из газа влаги.

3.3.3. Отложения парафинов

Как показано в первой главе, содержание парафинов в нефти может колебаться от следовых количеств до 20–28 %. Параметр «содержание парафинов» определяется всегда для характеристики нефтяных систем. Его величина влияет на выбор технологии добычи, сбора, подготовки, промышленного транспорта и может быть решающим фактором в выборе технологий подготовки нефти.

Исследования и наблюдения, проведенные на большом числе промышленных объектов, показали, что при прочих равных условиях прямой связи между содержанием парафина и интенсивностью его отложения нет. Известны случаи интенсивного отложения парафинов даже тогда, когда их доля в нефти очень мала, (0,4 %).

Факторы, влияющие на процесс образования парафиновых отложений. В силу многопараметрической взаимосвязи кристаллизации и формирования отложений парафина до сих пор не выявлены зависимости, позволяющие регулировать этот процесс. Качественные закономерности определяются составом нефти и, в частности содержанием и составом гибридных углеводородов, соотношением в их структуре фрагментов углеводородов различной природы. Например, с увеличением содержания алкановых цепей в гибридных соединениях вероятность образования плотных и прочных парафиновых отложений увеличивается, а в случае преобладания ареновых колец уменьшается. Важным является и количество гетероатомных соединений: чем меньше серы (до 1,4 %), тем выше вероятность образования и роста парафиновых отложений. Содержание асфальтенов, смол, аренов, приводит к образованию плотных, рыхлых, вязких асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). При изучении состава отложений с рабочей поверхности нефтепромыслового оборудования сталкиваются в основном именно со сложными смесями, содержащими твердые парафины, смолы, асфальтены, механические примеси, нефть и практически не встречаются отложения чистого парафина. Такие отложения сложного состава принято называть АСПО. В этом разделе будут рассмотрены закономерности образования АСПО, методы предотвращения их образования и удаления.

Компонентный состав нефти играет основополагающую роль в формировании АСПО. От него зависит растворяющая способность нефти по отношению к парафину. В нефтях парафинового основания содержание твердого парафина значительно. Нефти, в составе которых преобладают соединения метанового ряда, даже при малом содержании высокомолекулярных соединений, образуют плотные отложения. Чем больше выход светлых фракций, выкипающих до 350 °С, тем больше выпадет парафина. Легкие, маловязкие нефти с большим содержанием легких фракций,

способствуют более быстрому накоплению отложений парафина по сравнению с нефтями более тяжелыми и вязкими. Нефти с высоким содержанием углеводородов нафтенового и ароматического рядов менее склонны к формированию прочных парафиновых отложений.

Асфальтосмолистые вещества нефти (АСВ) обладают дифильностью, парамагнитными свойствами. В зависимости от природы поверхности материала труб и промышленного оборудования, они способны определенным образом ориентироваться и взаимодействовать с ней, формируя при этом асфальтосмолистую подложку для отложения парафинов. Подложка имеет развитую шероховатость и играет роль фундамента для формирования и роста парафиновых отложений. При малом содержании АСВ отложения представляют собой слой с рыхлой структурой и низкими механическими характеристиками.

Асфальтены способны сами формировать плотные осадки. В присутствии смол этот процесс усиливается. Парафин выполняет функцию основного строительного материала отложений, а смолы обладают цементирующими свойствами.

Механизм формирования АСПО на поверхности противоречивый в силу сложности самих нефтяных систем. Считается, что отложения образуются вследствие движения, как молекул, так и взвешенных в нефти микрорекристаллов парафина в направлении, перпендикулярном к направлению потока за счёт боковой когезии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твёрдых отложений происходит их прилипание и выведение из потока жидкости. При этом может происходить захват минеральных взвешенных частиц.

В механизме образования и роста парафиновых отложений особая роль отводится транспорту частиц к поверхности. Под воздействием более холодной окружающей среды на стенке трубопровода возникает радиальный температурный градиент, который приводит к образованию градиента концентрации растворенного парафина. Под действием молекулярной диффузии происходит движение частиц парафина к стенке трубы, скорость роста которых определяется уравнением диффузии Фика: количество вещества, диффундирующего через слой в единицу времени (dM), пропорционально площади слоя (dS), перпендикулярной направлению диффузионного потока, и градиенту концентраций в направлении диффузии:

$$dM = -D_m \left(\frac{dC}{dn} \right) dS,$$

где знак минус указывает на то, что диффузия вещества идёт в направлении уменьшения концентрации.

Температурный фактор (градиент температуры) является определяющим в процессе формирования и роста АСПО. Если температура стенки трубы ниже температуры кристаллизации парафина, в потоке нефти

будут интенсивно зарождаться кристаллы парафина, формироваться твёрдая фаза нефтяной системы. Необходимые температурные условия возникают, прежде всего, на внутренней стенке трубы. С увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает.

Свойства поверхности определяют прочность сцепления парафиновых отложений. При прочих равных условиях интенсивность парафинизации поверхности различных материалов зависит от степени их полярности. Слабой сцепляемостью с АСПО обладают поверхности материалов с высокой полярностью, имеющие гидрофильную природу. Самая низкая сцепляемость у стекла, фторопласта, самая высокая – у полиэтилена.

Гидрофильные материалы, к которым относятся поверхности всех марок сталей, хорошо сопротивляются формированию АСПО. Шероховатости на поверхности стальных труб интенсифицируют процессы перемешивания, выделения газа и парафина, особенно при турбулентном режиме. Высокое качество обработки поверхности стальных труб не является препятствием для их запарафинивания. Только на начальной стадии процесса отложения парафина фактор "качество обработки стальных поверхностей" имеет влияние. После образования слоя отложений небольшой толщины, скорость накопления уже не зависит от чистоты обработки поверхности. Хотя этот фактор имеет место в процессе удаления парафиновых отложений. С увеличением степени полярности материала и чистоты обработки поверхности степень сцепления их с парафиновыми отложениями ослабевает, и смыв последних будет проходить при меньших скоростях потока.

Давление оказывает косвенное влияние. Для зон начала образования отложений характерен широкий диапазон (5-10 МПа) изменения давлений. При давлениях ниже давления насыщения нефти газом наблюдается падение температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объёма растворённого в нефти газа, содержание которого существенно влияет на растворимость парафина в нефти. При давлениях выше давления насыщения нефти газом температура начала кристаллизации парафинов возрастает с увеличением давления.

Газовый фактор не является основным параметром, определяющим начало формирования парафиновых отложений. В некоторых скважинах процесс накопления отложений парафинов начинается при давлениях, значительно превышающих давление насыщения нефти газом. Величина его интенсифицирует процесс.

С увеличением скорости потока нефти интенсивность накопления отложений сначала растёт, вследствие увеличения массопереноса достигает максимума и при определенной скорости начинает убывать. Такая закономерность объясняется способностью нефти с возрастанием скорости

её течения лучше удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии. Кроме того, с увеличением скорости потока возрастает вероятность отрыва и смыва отложившегося парафина с поверхности из-за превосходства сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью труб.

Некоторые исследователи считают, что максимальную интенсивность парафиновых образований следует связывать не с переходом режима течения из ламинарного в турбулентный, а со скоростью потока, характерной для данного типа нефти.

Увеличение степени *обводнённости* нефти в потоке приводит к снижению интенсивности отложения парафина вследствие:

- увеличения суммарной теплоёмкости (теплоёмкость воды выше, чем теплоёмкость нефти), приводящей к повышению температуры потока;
- изменения характера смачиваемости поверхности, увеличения площади контакта стенки трубопровода с водой.

С течением *времени* количество отложившегося парафина возрастает. Наибольшая интенсивность процесса наблюдается в начальный период, затем скорость роста отложений снижается из-за уменьшения теплоотдачи от нефти во внешнюю окружающую среду, вследствие увеличения толщины отложившегося слоя парафина.

Состав парафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых они формируются. Так, при снижении температуры нефти сначала кристаллизуются более тугоплавкие углеводороды, а в дальнейшем, при массовой кристаллизации, менее тугоплавкие. В зависимости от термобарических условий состав парафиновых отложений даже в одной скважине может быть весьма разнообразен. Различаются они по и содержанию асфальтенов, смол, церезинов и твёрдых гетероатомных соединений.

Характерной особенностью отложений является неравномерное распределение парафина в их массе 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 и характеризуются следующим составом (%):

- парафины и гибридные углеводороды 10–75;
- асфальтены 2–5;
- смолы 11–30;
- связанная нефть до 60;
- механические примеси 1–5.

Вынос из пласта большого количества глинистых материалов может интенсифицировать процесс выделения парафина, поскольку они обладают гидрофильными свойствами и могут выполнять роль центров кристаллизации парафинов.

Температурный градиент является определяющим фактором в процессе выпадения парафина из нефти. Снижение температуры потока происходит вследствие отдачи тепла в окружающую среду и дегазации нефти по длине труб. Проведенными исследованиями установлено, что в общем температурном балансе доля охлаждения потока при разгазировании составляет в среднем 23–37 %. То есть основная доля тепла теряется потоком за счет теплоотдачи в окружающую среду. Это в основном происходит в выкидных линиях при движении газонефтяного потока от устья скважины до пунктов сбора нефти. На характер парафинизации сборных трубопроводов при совместном транспорте нефтегазовых смесей действует распределение температуры по длине участка от устья скважины до пунктов сбора нефти.

Потери тепла в выкидных линиях могут различно влиять на распределение и интенсивность парафиновых отложений по длине. Чем больше температурный перепад на единицу длины трубопровода, тем больше интенсивность отложений парафина, но при этом зона запарафинивания сокращается. Другими словами, чем раньше наступит температурная стабилизация потока, тем меньше участок запарафинивания.

Практика показывает, что по всей длине выкидных линий не наблюдается температурной стабилизации потока. Этим можно объяснить тот факт, что парафинизация трубопроводов в промышленной системе сбора нефти наблюдается почти по всей длине. Однако зона интенсивных АСПО не распространяется далее 200–300 м, что необходимо учитывать при осуществлении мероприятий по борьбе с отложениями.

Процесс выпадения парафина в трубопроводах, при прочих равных условиях, определяется двумя факторами: температурой и скоростью движения потока. Уменьшение температуры потока приводит к росту отложений парафина. Увеличение скорости потока приводит к увеличению зоны запарафинивания трубопровода и перемещению зоны максимальных отложений от устья по длине выкидных линий.

Экспериментально установлено, что рост отложений парафина прекращается при достижении определенной скорости потока. Поэтому, с точки зрения предотвращения отложений парафина в трубопроводах желательно увеличивать скорости потока, что может быть достигнуто путём некоторого уменьшения диаметра выкидных линий.

Методы борьбы с отложениями парафинов. Методы борьбы с отложениями парафина включают механические, тепловые и химические.

Действие тепловых и механических методов направлено на удаление образовавшихся отложений. Действие химических методов направлено как на удаление отложений с помощью органических растворителей и водных растворов различных композиций ПАВ, так и на предотвращение отложения парафина путем введения в систему химводяных растворов, ингибирующих процесс – ингибиторов АСПО.

На практике применяются методы, которые дополняют друг друга. Так, до введения ингибиторов необходимо тщательно очистить от АСПО выкидные линии с помощью растворителей.

Выбор химических реагентов производится на основе экспериментальных исследований, исходя из состава нефти, АСПО, гидро- и термодинамических условий формирования отложений.

Сущность химических методов удаления парафиновых отложений заключается в предварительном их разрушении или растворении с последующим удалением. Для этих целей используются органические растворители с высокой растворяющей способностью; водные растворы ПАВ, которые при контакте с парафиновыми отложениями проникают в их толщу, диспергируя основную массу АСПО, снижают прочность отложений вплоть до разрушения.

Эффективным способом удаления АСПО является использование растворителей, объёмы которых определяются количеством парафина, его составом и растворимостью. Растворимость парафина (K , кг/кг) зависит от его температур плавления ($t_{пл}$), растворения ($t_{рп}$), кипения растворителя ($t_{кр}$) и описывается соотношением:

$$\ln K = -0,133(t_{пл} - t_{рп}) - 0,00586t_{кр} + 7,4673.$$

В основе технологии применения реагентов-удалителей лежит диспергирующее, моющее, эмульгирующее, деэмульгирующее, пенообразующее действие. Обычно используют водный раствор таких реагентов, нагретый до температуры плавления АСПО, периодически обрабатывая нефтепромысловое оборудование.

Технология применения растворителей основана на растворении и диспергировании парафиновых отложений при температуре ниже температуры их плавления. Обработку проводят периодически. Для этих целей используются различного рода растворители – отходы химической промышленности. Наиболее эффективными растворителями являются гексановая фракция, бутилбензольная фракция, легкая пиролизная смола, их композиции и др.

Растворители успешно применяются для депарафинизации выкидных линий, нефтесборных коллекторов. Для депарафинизации выкидных линий растворитель закачивают в объеме, необходимом для заполнения очищаемого интервала, выдерживают 3–4 ч, потом запускают скважину.

В промышленной практике на 1 км выкидной линии расходуется около 5 м³ растворителя.

Растворители и растворы композиций ПАВ более эффективно действуют при повышенной температуре. На практике химические методы удаления АСПО часто сочетаются с тепловым и механическим воздействием. При этом достигается наибольший технологический и экономический эффект в результате существенного ускорения процесса и полноты удаления АСПО

Особых ограничений для применения методов удаления АСПО нет. Однако при использовании такого комплексного подхода необходима осторожность. Интенсивное удаление отложений может вызвать их срыв и образование парафиновых пробок в трубопроводе. Объекты целесообразно обрабатывать в два-три этапа: вначале с помощью легких растворителей при обычных температурах, а затем для более полного удаления АСПО при повышенных (60-70 °С).

Предотвращение образования АСПО осуществляется разнообразными композициями химических веществ (ингибиторами), существенно различающимися по механизму воздействия на АСПО: адгезионного, смачивающего, гидрофилизующего, модифицирующего, депрессорного, моющего действия.

Композиции ПАВ влияют на природу поверхности оборудования и диспергируют АСПО. При постоянной дозировке их в скважину на поверхности труб создается гидрофильная пленка из полимерного высокомолекулярного полярного адсорбента, препятствующая формированию на ней отложений. Адсорбент играет роль смазки для слабо полярной парафиновой составляющей нефти, что обеспечивает сокращение отложений на поверхности оборудования. Одновременно такой реагент оказывает действие на твердую фазу, диспергируя парафины и АСВ, что способствует беспрепятственному выносу их потоком жидкости.

В основе технологии применения ингибиторов адсорбционного действия лежит периодическая обработка нефтепромыслового оборудования водным раствором реагента с последующим осаждением его на трубах в течении определенного времени. К недостаткам следует отнести: периодические остановки скважин, смыв парафинового слоя со стенок водонефтяным потоком, загрязнение оборудования реагентом.

Модификаторы влияют на кристаллическую структуру парафинов в процессе их фазового перехода. Технология их применения 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.

Депрессанты предотвращают рост кристаллов парафинов и образуют структуры с плотной упаковкой.

Ингибиторы моющего типа оказывают следующие действие:

- растворяясь в нефти непосредственно или через контакт фаз "вода-ингибитор-нефть" алкановые блоки или молекулы ПАВ внедряются в АСПО в момент фазового перехода их в твёрдое состояние и сокристаллизуются с ними;
- их полярные блоки концентрируются на поверхности раздела фаз в воде или в нефти;
- ингибиторы непрочно адсорбируются на металле и легко смываются потоком пластовой воды или нефти;
- полярные анионные и катионные группы ПАВ воздействуют на зарождение, рост кристаллов, размеры частиц АСПО;
- двигаясь с потоком, ингибиторы поддерживают парафины и АСВ в мелкодисперсном состоянии, обеспечивая отмыв зародышей кристаллов со стенок труб.

Технологии использования ингибиторов моющего действия предусматривают диспергирование и смыв зародышей кристаллов парафинов, образующихся как в объеме, так и на стенках оборудования при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина.

На практике предупреждение образования АСПО осуществляют комплексно, объединяя технологические методы: добыча нефти в устойчивом турбулентном режиме, поддержание пластового давления выше давления начала насыщения; термические: путевой подогрев нефти, теплоизоляция трубопроводов, физические (электромагнитное поле, ультразвук) и химические (растворители, ингибиторы, ПАВ)

Каждый способ в условиях промысла имеет свою область эффективного применения. Выбор способа во многом зависит от геолого-физических, гидродинамических и термодинамических условий добычи нефти, а также от характеристики отдельно взятой скважины, от необходимости очистки выкидной линии и пр.

С экономической точки зрения применять растворители нужно после 4-5 промывок горячей нефтью или водным раствором ПАВ.

3.3.4 Отложение солей

При добыче, сборе и внутривыпускном транспорте продукции скважин вследствие изменения термобарических условий, сопровождающегося смещением химического равновесия и изменением произведения растворимости солей, наблюдается образование твердых осадков минеральных солей.

ральных солей. В процессе движения жидкости эти осадки отлагаются на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и трубопроводов, снижая их производительность и пропускную способность. Наиболее часто встречаются отложения карбонатов кальция и магния, сульфатов кальция, бария, стронция, хлорида натрия.

Все солевые осадки имеют кристаллическую структуру от крупных четко выраженных кристаллов до плотных, камнеобразных осадков, сложенных микрокристаллами.

Причины образования солеотложений. Основное условие образования твердых частиц в жидкости — это образование перенасыщенного раствора, когда концентрация солеобразующих ионов достигает значений равных или превышающих произведение растворимости данной соли. Причинами образования таких растворов в нефтепромысловом оборудовании служат следующие процессы:

- 1) испарение;
- 2) смешение несовместимых вод;
- 3) растворение горных пород и газов;
- 4) изменение термобарических условий;
- 5) дегазация воды;
- 6) изменение общей минерализации воды.

Проявление этих причин зависит от начальных геологических условий месторождения и осуществляемой системы разработки, и по-разному сказывается на образовании различных солей. Так, сульфаты образуются главным образом под влиянием смешения несовместимых вод и растворения гипса из горных пород. Карбонаты выпадают в осадок в основном в результате изменения термобарических условий, дегазации воды, разбавления растворов пресной водой. Главные причины осаждения хлорида натрия — испарение воды, снижение температуры, растворение галитовых толщ пород-коллекторов.

Под механизмом образования солеотложений следует понимать комплекс процессов, приводящих к накоплению твердой фазы на поверхности оборудования. При этом наибольший интерес представляет исследование способов закрепления солевых частиц

Ход фазовых превращений определяется областью существования перенасыщенного раствора, который отличается от насыщенного неустойчивостью, он может оставаться в однофазном состоянии и не образовывать кристаллов только в течение некоторого ограниченного времени, называемого индукционным периодом кристаллизации. В течение индукционного периода раствор устойчив до тех пор, пока не образуется определенное количество твердой фазы. Это состояние перенасыщенных растворов называют метастабильным. Дальнейшее образование твердой фазы делает растворы неустойчивыми при бесконечно малых внутренних термобариче-

ских и динамических возмущениях. Такое состояние пересыщенного раствора называют предельным, оно соответствует мгновенному самопроизвольному зарождению кристаллов.

Массовая кристаллизация представляет собой совокупность процессов перенасыщения водно-солевых растворов, зародышеобразования, роста кристаллов и перекристаллизации. Последние три процесса протекают либо поочередно, либо одновременно. На процесс осадконакопления влияют скорость и степень турбулизации потока, состояние поверхности труб.

Борьба с солеотложениями заключается в предупреждении их образования, либо – в удалении уже сформировавшихся отложений.

Различают следующие **способы предупреждения** образования отложений солей: технологические; химические; физические и комбинированные.

К технологическим способам могут быть отнесены:

- выбор совместимых с пластовыми вод для заводнения продуктивных пластов;
- селективная изоляция или ограничение притока воды в добывающих скважинах;
- регулирование профиля приемистости в нагнетательных скважинах, ликвидация нарушений в цементном кольце и обсадной колонне;
- применение отдельного отбора и сбора жидкости с различных скважин;
- изменение направления фильтрационных потоков, приводящее к ограничению или исключению возможности смешения вод различного состава;
- покрытие деталей и узлов нефтесборного оборудования лакокрасочными и полимерными материалами, обладающими низкой адгезией к солям.

Физические методы предупреждения солеотложения основаны на применении магнитных, электрических и акустических полей для обработки добываемой жидкости. Исследования показали, что эффективность магнитного метода зависит от условий его применения и химического состава добываемых вод. Наилучшие результаты получены при обработке магнитным полем вод, содержащих значительное количество окисного железа.

При использовании химических методов предупреждение отложения солей достигается обработкой воды различными ингибиторами солеотложения. Ингибиторы солеотложений делятся в основном на три типа в зависимости от механизма их действия.

1) Хелаты – вещества, способные связывать в комплексные соединения катионы кальция, бария, железа и препятствовать их реакции с сульфатными и карбонатными анионами. Высокая эффективность от применения этих веществ может быть получена при дозировке их в стехиометрических

количествах. При больших значениях перенасыщения применение этих веществ в качестве ингибиторов экономически не оправдывается.

2) Ингибиторы «порогового» действия – вещества, добавление которых в раствор в минимальных количествах препятствует зарождению и росту кристаллов солей и, следовательно, накоплению их на поверхности оборудования.

3) Кристалл разрушающие ингибиторы не препятствуют кристаллизации солей, а лишь видоизменяют форму кристаллов

Независимо от механизма действия к ингибиторам отложения солей **предъявляются требования**, которые определились в ходе проведения опытно-промышленных работ и широкого внедрения химических реагентов в нефтепромысловую практику:

- не должен повышать коррозионную активность среды (пластовой, сточной, попутно добываемой и пресной вод);
- не должен способствовать повышению стойкости водонефтяной эмульсии и снижению эффективности применяемых деэмульгаторов;
- не должен оказывать отрицательного влияния на процессы подготовки и переработки нефти, а также ухудшать качество продуктов переработки.
- должен быть безопасным при практическом использовании и не оказывать отрицательного влияния на окружающую среду;
- должен количественно определяться в слабых растворах простыми, доступными для промысловых лабораторий, методами;
- обладать способностью предотвращать отложение неорганических солей при малых дозировках;
- сохранять стойкость и способность предупреждать отложение солей при повышенной температуре среды;
- хорошо растворяться в высокоминерализованной воде с высоким содержанием кальция;
- обладать универсальностью действия, т. е. иметь способность предупреждать отложение солей различного типа;
- быть технологичным в практическом применении, в различных климатических условиях, т. е. должен иметь сравнительно низкую температуру застывания, желательно до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$, и обладать текучестью при таких низких температурах.

Получение ингибитора солеотложения, полностью удовлетворяющего указанным требованиям, непростое дело. Поэтому многие торговые марки ингибиторов представляют собой сложные композиционные составы, состоящие из веществ, обладающих высокими ингибирующими свойствами (так называемого «активного начала»), соответствующих растворителей и добавок, улучшающих технологичность реагента. Иногда в состав ингибитора вводят несколько типов веществ для получения универсального действия по отношению к неорганическим солям различного состава. В

качестве основного вещества используют большое число различных соединений: неорганические фосфаты (гексаметафосфат натрия, триполифосфат натрия, полиметаллические фосфаты и т. д.), фосфорорганические соединения (кислоты и их соли), полимерные соединения и др.

Удаление отложений солей производится так же несколькими способами:

- механическим – разбуривание соляных пробок, запуск в трубопроводы различных снарядов с режущей поверхностью;
- физическим – обработка ультразвуком для снижения степени сцепления отложения с поверхностью трубы
- химическим – обработка различными растворителями: горячая вода, растворы кислот и щелочей

3.3.5. Пульсация давления в промышленных трубопроводах

Пульсация давления неизбежна при совместном транспортировании газожидкостных смесей. Её возникновение связано с образованием по длине трубопровода газовых или жидкостных (в газопроводах) пробок.

Пульсация давления определяется амплитудой (A) и частотой (ω):

$$A = P_{\max} - P_{\min}; \quad \omega = 1/\tau,$$

где A – разность между максимальным и минимальным давлениями в данной точке трубопровода; ω – частота колебаний в единицу времени.

Интенсивность пульсаций возрастает с увеличением длины коллекторов до 1500 м и далее выравнивается.

Основная причина пульсации давления – выделение газа из газожидкостной смеси в подъёмных трубах скважин и образование газовых пробок, размеры которых увеличиваются по мере движения от устья до ГЗУ; образование конденсата в газопроводах, который, скапливаясь в пониженных участках газопроводов, может полностью перекрыть сечение трубопровода.

На пульсации давления оказывает влияние абсолютное давление в системе нефтегазосбора: чем оно выше, тем ниже частота пульсации.

Энергия пульсаций вследствие соприкосновения потока и трубопровода вызывает колебания трубопровода и связанного с ним оборудования.

Наиболее сильные колебания трубопровода проявляются в случае резонанса в местах с шероховатостью, овальностью сечения т.п., в местах резкого изменения направления. Разветвлённость трубопровода и связанное с ним оборудование способствуют появлению собственных колебаний отдельных участков.

Различают два вида пульсаций:

- высокочастотные микропульсации;
- низкочастотные макропульсации.

Возникновение микропульсаций вызвано накоплением жидкости и периодическим её выбросом потоком газа. Максимальная амплитуда (А) микропульсаций наблюдается в области пробковой структуры потока при значениях газосодержание $\beta \approx 0,7 \div 0,95$, $Fr = 10 \div 100$. При $Fr \geq 100$ амплитуда микропульсаций уменьшается за счет дробления фаз и перехода структуры потока в эмульсионную.

Расчёт амплитуды А микропульсаций ведут по формуле:

$$\frac{A}{g \cdot \rho_H \cdot D} = 40 \cdot \beta(1 - \beta) \cdot Fr \cdot e^{-k}$$

$$k = [0,067 \cdot (1 - \beta) \cdot Fr]^3$$

Допустимую неравномерность пульсаций (δ_d) принимают не более 0,01, тогда допустимое значение амплитуды пульсаций:

$$A_d = \delta_d \cdot P_{cp}; \quad A_d \approx 0,01 P_{cp},$$

где P_{cp} – среднее рабочее давление в трубопроводе.

Критическое значение амплитуды:

$$A_{кр} = 5 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{P_{cp}^2}{c \cdot \rho_{см} \cdot v_{см}}$$

где с – скорость звука в газожидкостной среде.

Значение А должно быть меньше $A_{кр}$.

Методами предотвращения особо опасных низкочастотных макропульсаций являются:

- поддержание давления в системе, исключая возникновение пробковой структуры;
- поддержание высокой пропускной способности за счёт периодической очистки;
- применение успокоительных концевых участков труб большого диаметра перед сепараторами (концевых делителей фаз) и депульсаторов, обеспечивающих расслоенное течение.

Область существования расслоенного течения для горизонтального потока ГЖС при $D > 0,2 \div 0,3$ м определяется $v_{см} < 2$ м/с при $0,2 < \beta < 0,95$.

4. Промысловая подготовка нефти

4.1. Предварительное разделение продукции скважин на промыслах

Промысловую подготовку нефти следует рассматривать как многоступенчатый технологический процесс, который включает предварительное разделение продукции скважин на промыслах и окончательную подготовку нефти до требуемых кондиций на центральных пунктах подготовки нефти. В свою очередь, предварительное разделение продукции скважин включает разрушение или предотвращение образования стойких водонефтяных эмульсий в трубопроводах системы сбора, сепарацию газа от жидкости под давлением, достаточным для его транспортирования до ГПЗ, предварительное обезвоживание нефти и утилизацию основной массы отделяемой воды непосредственно на месторождениях,

Предварительное обезвоживание нефти необходимо проводить при достижении содержания воды в продукции нефтяных скважин выше 30%, когда транспортирование всего объема добываемой жидкости на необходимые расстояния становится нецелесообразным или затруднительным.

Следует различать два варианта предварительного разделения продукции скважин:

- в системе сбора, например, на групповых замерных установках или дожимных насосных станциях, сборных пунктах типа КСП, что существует, например, на месторождениях Западной Сибири (рис.4.1);
- на центральных нефтесборных пунктах перед установками подготовки нефти на месторождениях, сравнительно небольших по размерам (рис. 4.2).

Различие этих двух вариантов состоит в том, что в системе сбора (на ДНС и КСП) воду обычно сбрасывают при температуре обрабатываемой продукции скважин. Иногда для подогрева, системы могут быть использованы путевые подогреватели. При этом эффективность процесса предварительного сброса определяется не столько глубиной обезвоживания нефти, сколько качеством отделяемой пластовой воды, которая должна быть пригодна к закачке в продуктивные горизонты без дополнительной сложной очистки и подготовки, что исключает необходимость строительства очистных сооружений на объектах системы сбора.

Для сбора загрязненных вод, получаемых при нарушениях технологического режима предварительного обезвоживания нефти, а также для улавливания пленочной нефти в схеме (рис. 28) предусмотрены буферная емкость, связанная с насосом, позволяющим периодически или постоянно откачивать уловленную нефть или проме-

жуточный слой в систему сбора для ее дальнейшей обработки на центральном нефтесборном пункте.

При организации предварительного обезвоживания нефти на центральном нефтесборном пункте можно использовать как напорные (рис. 4.2, а) аппараты предварительного сброса воды, так и резервуары-отстойники (рис. 4.2, б), оборудованные специальными распределительными устройствами для ввода сырья, отбора обезвоженной нефти, отделившейся воды и промежуточного слоя. Использование резервуаров-отстойников в качестве аппаратов предварительного обезвоживания нефти предполагает установку перед ними сепараторов для практически полного разгазирования эмульсионной системы.

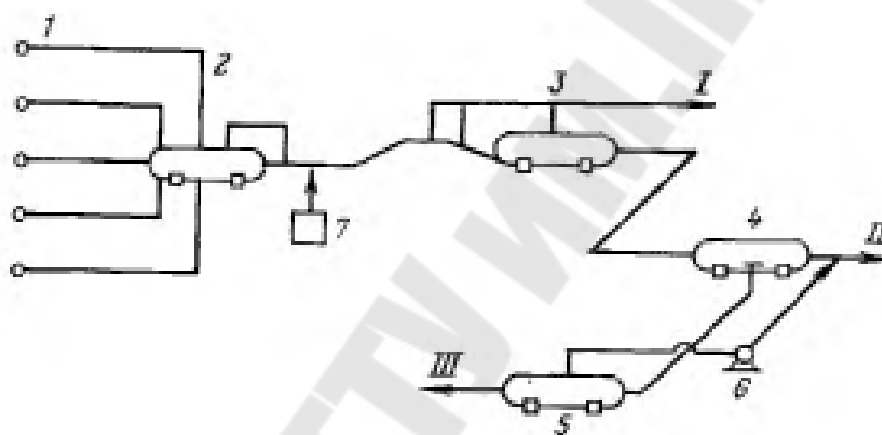


Рис. 4.1. Технологическая схема объекта предварительного обезвоживания нефти в системе сбора: 1 — скважины; 2 — замерная установка типа «Спутник»; 3 — сепаратор I ступени с устройством предварительного отбора газа (депульсатором); 4 — аппарат предварительного обезвоживания нефти (типа СПОНиВ или АСП); 5 — буферная емкость; 6 — насос откачки уловленной нефти и некондиционной пластовой воды на ЦППН; 7 — блок дозирования реагента-деэмульгатора; I — газ потребителю; II — жидкость на ЦППН; III — вода на КНС

Процесс предварительного обезвоживания интенсифицируют подачей (рециркуляцией) горячих дренажных вод, содержащих реагент-деэмульгатор. При этом эффективность процесса предварительного обезвоживания нефти будет зависеть от степени подготовленности к расслоению обрабатываемой эмульсионной системы.

Для определения возможности осуществления предварительного обезвоживания нефти в системе сбора или на центральном нефтесборном пункте необходимо знать температурные колебания эмульсионной нефти в течение года, ее вязкостные характеристики, состав и свойства природных стабилизаторов.

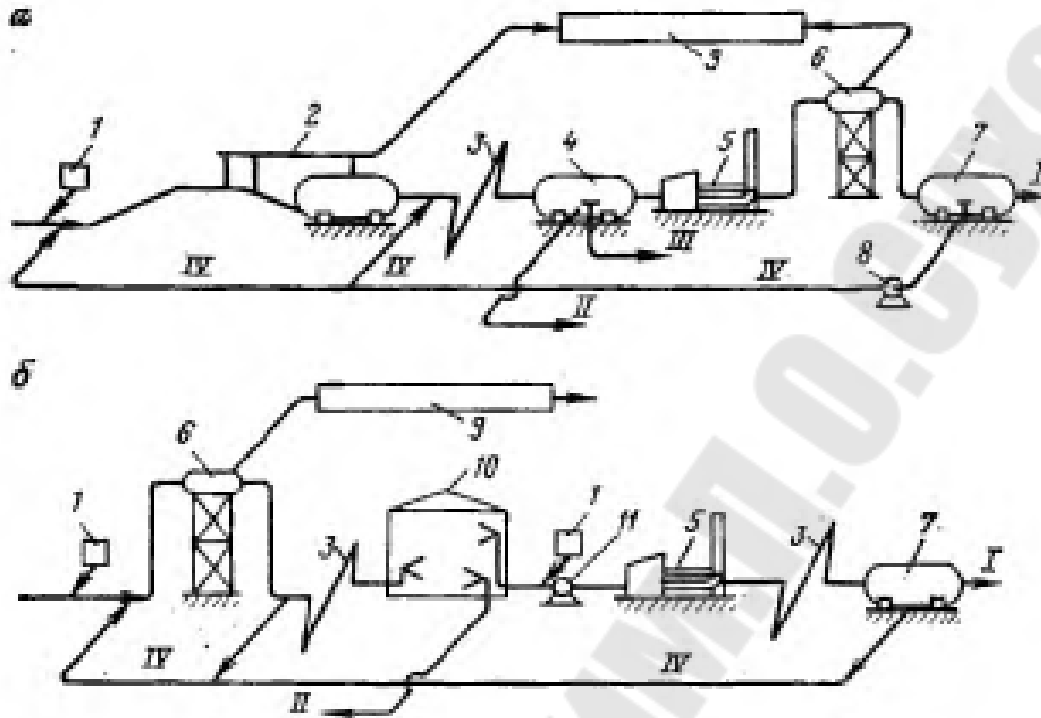


Рис.4.2 Схема предварительного обезвоживания нефти на ЦППН.

а — в напорных отстойниках типа СПОНиВ и АСП; б — резервуарах-водоотделителях: 1 — точка дозирования реагента-деэмульгатора; 2 — сепаратор с устройством предварительного отбора газа; 3 — контактный трубопровод; 4 — отстойник (СПОНиВ или АСП); 5 — блок нагрева; 6 — концевой сепаратор; 7 — блок глубокого обезвоживания; 8 — насос рециркуляции горячих дренажных вод; 9 — установка подготовки газа; 10 — резервуар; 11 — сырьевой насос; I — товарная нефть; II — вода на КНС; III — вода на УОВ; IV — горячая дренажная вода

Практика показывает, что эффективность процесса внутритрубной деэмульсации зависит от физико-химических свойств, гидродинамического режима течения и температуры эмульсионной системы.

При малых скоростях потока в трубопроводе или высокой вязкости системы (ламинарный или слаботурбулентный режимы) процессы массообмена протекают медленно. Если эмульсия неустойчива, то происходит расслоение фаз, что влечет необходимость дополнительных мероприятий по защите трубопроводов от коррозии.

При высоких скоростях потока эмульсии, обработанной деэмульгатором, возможно ухудшение процесса внутритрубной деэмульсации за счет эффекта передиспергирования глобул воды с разрушенными бронирующими оболочками.

В зависимости от содержания и состава в нефтях высокоплавких парафиновых углеводородов, микрокристаллы которых могут входить в состав защитных (бронирующих) оболочек на глобулах воды, необходима определенная тепловая энергия, разрушающая (расплавляющая) контакты,

образуемые между кристаллами парафинов и облегчающая проникновение в защитные слои природных стабилизаторов молекул деэмульгаторов. Кроме того, от температуры зависят вязкость эмульсий и прочность межфазных пленок на поверхностях глобул воды. Температурный интервал от 10 до 20 °С для большинства нефтяных месторождений является тем критическим температурным интервалом, при котором возможна предварительная подготовка продукции обводненных газонасыщенных нефтяных скважин к осуществлению предварительного сброса воды.

Сепарация газа от нефти. Процесс отделения газа от нефти называется сепарацией. Аппарат, в котором 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.

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

На блочных автоматизированных замерных установках отделение газа от нефти осуществляется только с целью раздельного 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. Отделяемый газ отводится по газопроводу и больше не смешивается с жидкостью.

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 степени сепарации – рассчитаны на максимальное содержание газа в потоке и высокое давление 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: раздельный 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.

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:

- сепараторы высокого давления (более 4 МПа)
- сепараторы среднего давления (0,6-4 МПа)
- сепараторы низкого давления (до 0,6 МПа)
- вакуумные

Сепарация газа от нефти может происходить под влиянием гравитационных, инерционных сил 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 двигается 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. Жалюзийные сепараторы работают на этом принципе.

Сепараторы классифицируют так же по геометрической форме: цилиндрические и сферические; по расположению в пространстве вертикальные, горизонтальные, наклонные.

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



а)



б)

Рис. 4.3. Горизонтальный (а) и вертикальный (б) сепараторы

Вертикальный сепаратор представляет собой вертикально установленный цилиндрический сосуд (рис. 4.4) с полусферическим днищем и работает следующим образом.

Нефтегазовая смесь под давлением поступает по патрубку 1 в раздаточный коллектор 2 со щелевым выходом. Регулятором давления 3 в сепараторе поддерживается определённое 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.

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 уровня нефти в нижней части сепаратора осуществляется с помощью регулятора уровня 8 и уровнемерного стекла 11. Шлам в виде песка, окалины и др. из аппарата удаляется по трубопроводу 9.

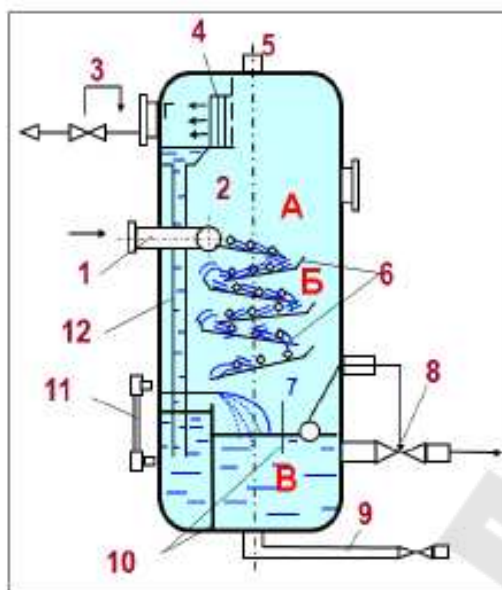


Рис. 4.4. Схема вертикального сепаратора

А – основная сепарационная секция; Б – осадительная секция; В – секция сбора нефти; Г – каплеотделения; 1 – патрубок ввода заожидкостной 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 1 (рис. 4.5), внутри которой расположены две наклонные плоскости 2, пеногаситель 3, влагоотделитель 5 и устройство для предотвращения образования воронки 7. Ёмкость снабжена патрубком 10 для ввода газонефтяной смеси, штуцерами выхода газа 4 и нефти 6 и люк-лазом 8.

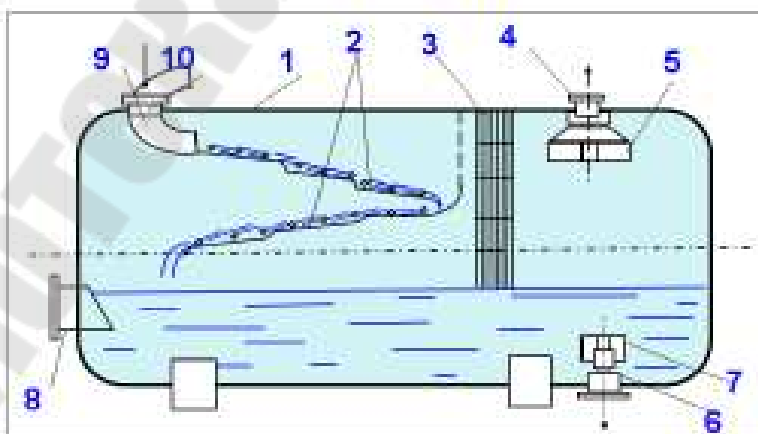


Рис. 4.5. Схема горизонтального сепаратора:

1 – технологическая ёмкость; 2 – наклонные желоба; 3 – пеногаситель; 4 – выход газа; 5 – влагоотделитель; 6 – выход нефти; 7 – устройство для предотвращения образования

воронки; 8 – люклаз; 9 – распределительное устройство; 10 – ввод продукции

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.

Схема предварительного разгазирования нефти: нефтегазовая смесь поступает в нефтегазовый сепаратор. Нефть после отделения от газа поступает в буферные емкости (сырьевые промысловые резервуары) и далее откачивается в нефтесборный коллектор. Газ из нефтегазового сепаратора поступает в газовый сепаратор. После отделения капельной жидкости, газ под собственным давлением по газосборным коллекторам и газопроводу транспортируется на ГПЗ.

Выбор числа ступеней сепарации. При многоступенчатой сепарации нефти, применяемой, как правило, при высоких давлениях (4-8 МПа) на устьях скважин, в результате незначительного понижения давления и температуры на каждой ступени происходит постепенное выделение газовой фазы (вначале легких фракций – метана, этана, затем частичное выделение тяжелых фракций – пропана, бутанов, пентанов) и в нефти остается большое количество не выделившихся тяжелых фракций. Если же, при том же, устьевом давлении применить двухступенчатую сепарацию, то в результате резкого снижения давления в сепараторах будет интенсивно выделяться газовая фаза и вместе с легкими углеводородами в газовую фазу из нефти перейдет большое количество пропан – пентановой фракции.

Таким образом, если сравнить многоступенчатую сепарацию с одно-двухступенчатой по выходу нефти, то первая оказывается более эффективной чем вторая. Однако, если, многоступенчатая сепарация будет применяться в негерметизированных системах сбора, то вся пропан – пентановая фракция, оставшаяся в нефти постепенно испарятся и эффект многоступенчатой сепарации сведется к нулю.

Оптимальной (с точки зрения эффективности, металлоемкости) считается трехступенчатая сепарация, при которой выделившийся на первой ступени газ под собственным давлением направляется на ГПЗ и на собственные нужды. Газ второй и третьей ступеней сепарации, где предусмат-

ривается резкое снижение давления, будет жирным, поэтому вначале направляется на компримирование, а после сжатия – на ГПЗ.

4.2. Подготовка нефти до товарных кондиций

Окончательная подготовка нефти проводится на установке комплексной подготовки нефти (УКПН). Процесс окончательной подготовки нефти включает:

- **дегазацию** (окончательное отделение газа от нефти)
- **глубокое обезвоживание** (разрушение водонефтяной эмульсии и отделение воды)
- **обессоливание** (удаление солей за счет добавления пресной воды и повторного обезвоживания)
- **стабилизацию** (удаление легких фракций с целью уменьшения потерь нефти при ее дальнейшей транспортировке)

УКПН представляет собой небольшой завод по первичной (промышленной) подготовке нефти (рис.4.6). В целом процесс подготовки на УКПН выглядит следующим образом. В сырую нефть, поступающую по линии I, подается деэмульгатор (по линии II). Насосом 1 нефть направляется в теплообменник 2, в котором нагревается до температуры $50 \div 60$ °С горячей стабильной нефтью, поступающей по линии III после стабилизационной колонны 8. Подогретая нефть в отстойнике первой степени обезвоживания 3 частично отделяется от воды и проходит через смеситель 4, где смешивается с пресной водой, поступающей по линии V, для отмывки солей и направляется в отстойник второй степени 5 и по линии VI в электродегидратор 6. Отделенная вода отводится по линиям IV. При необходимости улучшения степени обессоливания применяют несколько смесителей, отстойников и электродегидраторов, включенных последовательно. Обессоленная нефть насосом 14 направляется в отпарную часть стабилизационной колонны через теплообменник 7. Нагрев нефти в теплообменнике 7 до $150 \div 160$ °С осуществляется за счет тепла стабильной нефти, поступающей непосредственно снизу стабилизационной колонны 8. В стабилизационной колонне происходит отделение легких фракций нефти, которые конденсируются и передаются на ГПЗ. В нижней (отпарной) и верхней частях стабилизационной колонны установлены тарелочные устройства, которые способствуют более полному отделению легких фракций. Внизу отпарной части стабилизационной колонны поддерживается более высокая температура (до 240 °С), чем температура нефти, поступающей вверх отпарной части. Температура поддерживается циркуляцией стабильной нефти из нижней части стабилизационной колонны через печь 13. Циркуляция стабильной нефти осуществляется насосом 12 по линии X. В печи 13 может также подогреться часть нестабильной нефти, которая затем по-

дается вверх отпарной колонны по линии XI. В результате нагрева из нефти интенсивно испаряются легкие фракции, которые поступают в верхнюю часть стабилизационной колонны, где на тарелках происходит более четкое разделение на легкие и тяжелые углеводороды. Пары легких углеводородов и газ по линии VII из стабилизационной колонны поступают в конденсатор-холодильник 9, где они охлаждаются до 30 °С, основная их часть конденсируется и накапливается в емкости орошения 10. Газ и не сконденсировавшиеся пары направляются по линии VIII на горелки печи 13. Конденсат (широкая фракция легких углеводородов) насосом 11 перекачивается в емкости хранения, а часть по линии IX направляется вверх стабилизационной колонны на орошение.

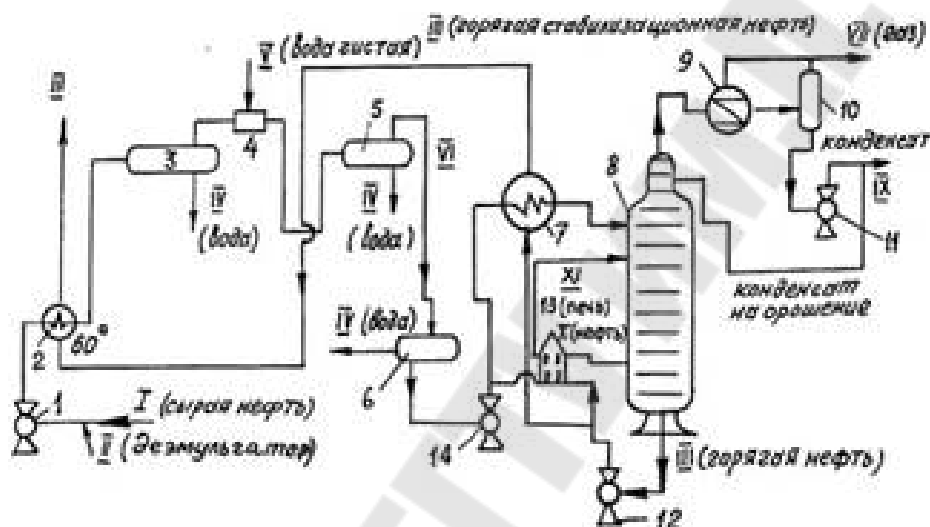


Рис. 4.6. Технологическая схема УКПН: 1 – насос; 2 – теплообменник; 3 – отстойник (ступень обезвоживания); 4 – смеситель (с чистой водой); 5 – отстойник (1 ступени); 6 – электродегитратор; 7 – теплообменник (150 – 160 °С); 8 – стабилизированная колонна (отпарная); 9 – холодильный конденсатор (до 30 °С); 10 – емкость орошения; 11, 12 – насос; 13 – печь; 14 – насос

Дегазация. В некоторых случаях (при подготовке легких нефтей) сепарацию желательно проводить при нагревании и под некоторым вакуумом (горячая вакуумная сепарация).

Концевые сепарационные установки являются частью сооружений для сбора и транспорта нефти и газа и предназначаются для окончательной сепарации нефти перед поступлением ее в резервуары или перед сдачей в магистральный трубопровод по закрытой схеме.

Установки горячей вакуумной сепарации имеют такое же назначение, что и концевые сепарационные установки, и располагаются после установок подготовки нефти для окончательного выделения из нее газа перед поступлением ее в товарные резервуары или магистральные трубопроводы.

Горячая сепарация нефти обычно проводится при температуре обезвоживания или обессоливания.

В связи с тем, что с появлением высокоэффективных деэмульгаторов процессы обезвоживания и обессоливания осуществляются при температурах 40—50 °С и ниже, сепарация при такой температуре не всегда обеспечивает необходимую глубину отбора легких углеводородов из нефти.

В таких случаях сепарацию проводят под вакуумом.

Установки концевой и горячей вакуумной сепарации состоят из одного или нескольких сепараторов, технологической трубопроводной обвязки, арматуры, приборов КИП и автоматики.

При горячей вакуумной сепарации газ из сепаратора, работающего под вакуумом 0,07—0,08 МПа, также транспортируется в газовый коллектор при помощи винтовых компрессоров.

Готовая нефть после горячей вакуумной сепарации по трубопроводу Х поступает на прием насосов системы безрезервуарной сдачи нефти в магистральный нефтепровод, а газ по газопроводу IX подается на прием вакуум-компрессоров и далее на установку по подготовке газа.

Для последней ступени сепарации – выделения газа из нефти под вакуумом при температуре подготовки нефти – разработаны блочные автоматизированные установки вакуумной сепарации производительностью 10000 и 16000 т/сут по готовой нефти.

Для компримирования газов концевых ступеней сепарации или горячей вакуумной сепарации все большее применение получают винтовые компрессоры (в основном используется компрессор 7ВКГ-25/5).

На базе компрессора 7ВКГ-25/5 институтом Гипрвостокнефть разработан проект блочной автоматизированной компрессорной станции для сбора и транспорта газа концевых ступеней и горячей вакуумной сепарации на производительности 40, 80 и 160 тыс.

Компрессор обеспечивает достаточный вакуум для отбора газа из сепараторов горячей вакуумной сепарации с целью снижения давления насыщенных паров, особенно легких нефтей, и сокращения потерь легких углеводородов при дальнейшем транспорте нефти до нефтеперерабатывающих заводов.

С целью ликвидации потерь нефти при ее подготовке во всех современных установках применяется герметичное оборудование с отбором газа после нагрева нефти в печах или подогревателях-деэмульсаторах и с последующей горячей сепарацией под вакуумом перед поступлением нефти в товарные резервуары.

При сепарации под вакуумом давление паров нефти становится ниже атмосферного давления и потери нефти в резервуаре, работающем под атмосферным давлением, будут сведены к минимуму.

Обезвоживание. Сырая нефть, поступающая на УКПН содержит воду в свободном и эмульгированном состоянии, минеральные соли, механические примеси. Обезвоживание и обессоливание нефти осуществляется дважды: первый раз на нефтепромысловом объекте, где из нефти удаляют основную массу воды и минеральных солей (на установках подготовки нефти), второй раз на нефтеперерабатывающих заводах, где из нефти удаляют остатки воды и солей.

Основные методы разрушения водонефтяных эмульсий: гравитационное разделение (отстой под действием силы тяжести), центрифугирование (за счет использования силы инерции при разделении жидкостей имеющих различную плотность), барботаж (за счет выделяющегося из нефти газа), фильтрация (при пропускании нестойких эмульсий через фильтрующий слой имеющий селективную смачиваемость по отношению к одной из фаз), термохимическое обезвоживание (действие тепла и деэмульгатора), действие электрического поля, комбинации перечисленных выше методов.

Сам технологический процесс обезвоживания можно условно разбить на несколько стадий: разрушение бронирующих оболочек, коалесценция глобул воды, осаждение укрупнившихся капель, расслоение потока.

Разрушение бронирующих оболочек на глобулах пластовой воды достигается механическим дроблением капель под воздействием истирающих и ударных эффектов, возникающих при контакте глобул с поверхностью трубопроводов, аппаратов и различных насадок, нагревом эмульсии и применением деэмульгаторов, воздействием электрического поля. Наиболее эффективно разрушение бронирующих оболочек, осуществляется под воздействием поверхностно-активных веществ, которые являются высокоэффективными деэмульгаторами.

Механизм действия деэмульгаторов сводится к дробящему, пептизирующему и вытесняющему действию веществ, входящих в состав бронирующих оболочек, с поверхности капель и их замене адсорбционным слоем, сформированным из молекул (ионов) ПАВ, не обладающих структурно-механическими свойствами. При этом капли могут коалесцировать при последующих столкновениях в турбулентном потоке.

К наиболее эффективным деэмульгаторам относятся масло-растворимые, так как в этом случае воздействию деэмульгатора подвержены бронирующие оболочки всех взвешенных в объеме нефти капель воды. Применение эффективных деэмульгаторов позволяет быстро осуществить процесс разрушения бронирующих оболочек на каплях пластовой воды и создать предпосылки для их последующей коалесценции.

Применение эффективных деэмульгаторов – необходимое, но недостаточное условие высококачественной подготовки нефти. Так, после раз-

рушения бронирующих оболочек на каплях воды, необходимо осуществить еще операцию коалесценции капель, на проведение которой обычно требуется намного больше времени, чем для разрушения бронирующих оболочек. Кроме того, эта операция технологически более сложна. В практике известно много случаев, когда применение эффективных деэмульгаторов не гарантировало высокого качества подготовленной нефти и низкой себестоимости процесса.

Эффективность процесса определяется многими параметрами, в том числе температурой нагрева, гидродинамическим режимом обработки, конструктивным совершенством применяемой аппаратуры и т. д.

Наличие в нефти механических примесей и включение их в состав бронирующих оболочек резко снижает эффективность процесса коалесценции капель при их столкновении в потоке.

Большое значение для повышения эффективности разрушения эмульсии имеет правильный выбор гидродинамического режима ее движения. Режим движения выбирается оптимальный для каждой стадии процесса разрушения эмульсии. Результаты процесса подготовки в значительной мере обусловлены продолжительностью обработки эмульсии на каждой стадии. Например, незавершенность процесса массообмена (разрушение бронирующих оболочек) влечет за собой резкое увеличение времени, необходимого для осуществления процесса коалесценции капель и расслоения потока. При этом общая продолжительность обработки эмульсии может увеличиться в несколько раз. Незавершенность процесса коалесценции капель предопределяет неэффективную работу отстойной аппаратуры. В этом случае обработка эмульсии в течение нескольких минут при турбулентном режиме, необходимая для завершения процесса коалесценции капель, может сократить требуемое время отстоя на 30-60 мин.

Важно также выполнение и такого общего требования, как снижение степени турбулентности потока в направлении движения от места ввода деэмульгатора до водоотделительной аппаратуры

Обезвоживание нефти с применением деэмульгатора проиллюстрировано на рис.4.6.

Физико-химические методы разрушения водонефтяных эмульсий нашли свое отражение в разработанных технологических схемах, технологиях и аппаратах.

Основная цель аппаратов для обезвоживания нефти (герметизированных или открытых отстойников) сводится к тому, чтобы осуществить качественное разделение нефти и воды, т.е. нефть обезвоживать и обессолить, а воду очистить от механических примесей и капель нефти для дальнейшей закачки в пласт.

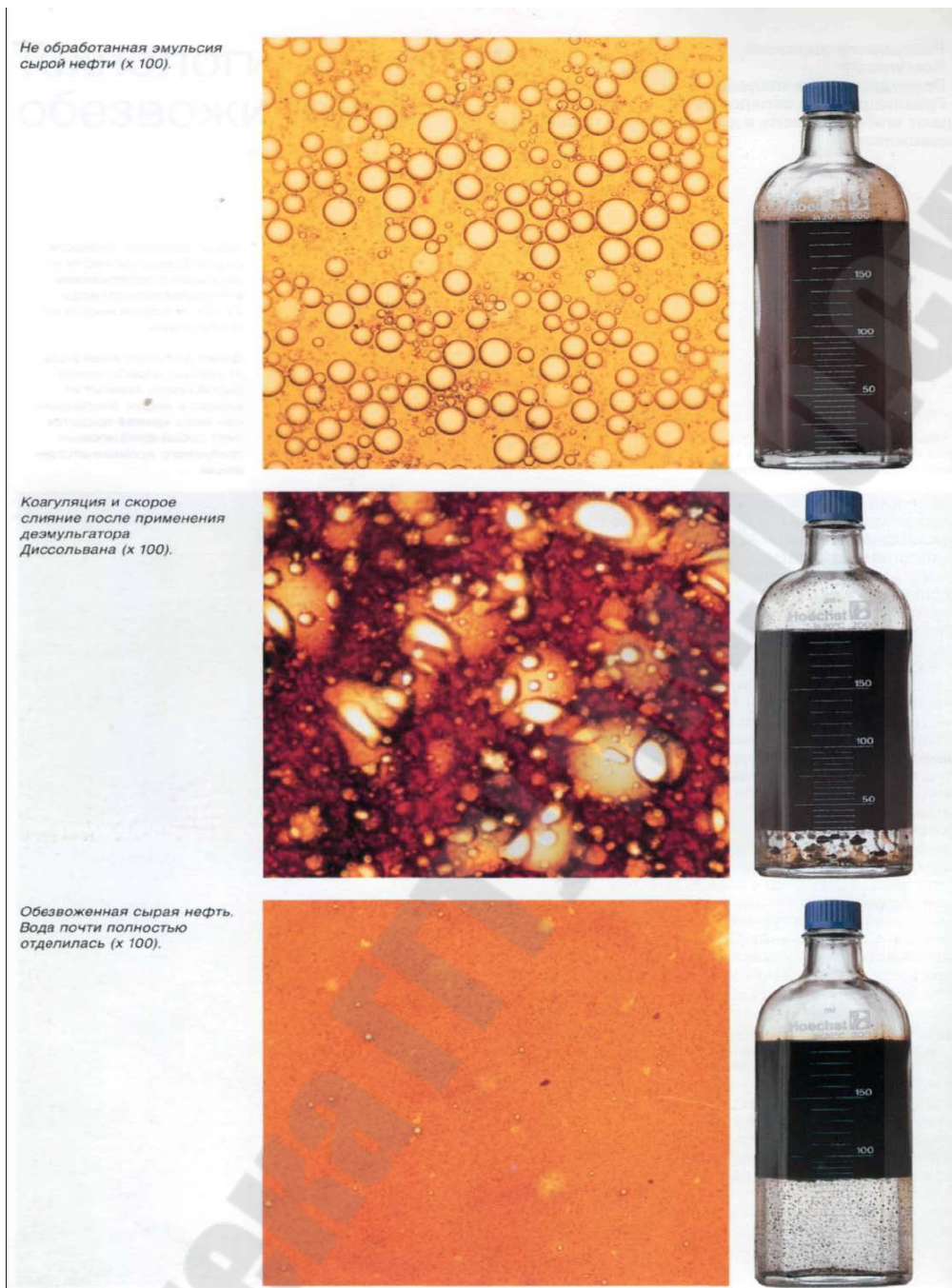


Рис. 4.6. Разрушение водонефтяной эмульсии с применением деэмульгатора

На рис. 4.7. показана технологическая схема отстойника гравитационного с распределительным коллектором типа ОГ – 200 для разделения нефти и пластовой воды.

Отстойник работает следующим образом. По стояку 12 в распределительный коллектор 3 отстойника поступает разрушенная эмульсия. Из отверстий коллектора она равномерными струями поступает в нижнюю часть аппарата по всему его сечению. Происходит подъем капель нефти через слой водяной подушки 14 к верхней образующей отстойника и границе раздела фаз 13 (здесь всегда образуется промежуточный эмульсион-

ный слой высота которого должна контролироваться, иначе при росте его ухудшается качество разделения), а вода оседает в нижней части и затем по перфорированной трубе 2 подается в левую секцию отстойника, далее выводится из аппарата. Скопившаяся в верхней части отстойника нефть по перфорированному сборному коллектору 11 поступает в нефтяную линию 9 и выводится из аппарата.

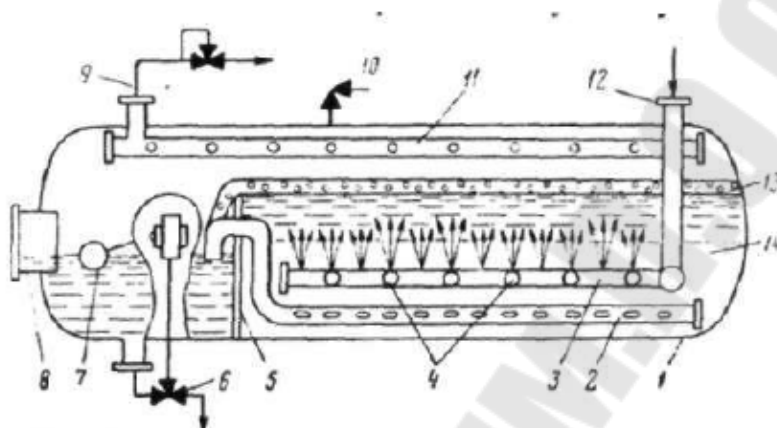


Рис. 4.7. Отстойник с распределительным коллектором типа ОГ-200

Недостатком аппарата является неравномерное распределение эмульсии в раздаточном коллекторе и, следовательно, различные скорости выходящих струй из отводов, что приводит к неравномерной нагрузке по всему сечению аппарата, увеличению времени отстоя и следовательно снижению производительности аппарата.

Принцип работы отстойника ВНИИИСПТнефть (рис. 4.8) заключается в следующем: нефтяная эмульсия по коллектору 1 поступает в раздаточный коллектор 2 и отводы 3, имеющие равномерно расположенные отверстия по нижней образующей отвода. Вода сбрасывается из нижней части аппарата, нефть отводится из верхней.

И в том и в другом случае доминирующим при разделении нефти и воды в отстойниках является гидродинамический эффект обусловленный гравитационными силами, т.е. разностью плотностей фаз и скоростью потока. В горизонтальном аппарате можно осуществить горизонтальное и вертикальное движение основного (входного) потока. Горизонтальное движение основного потока (ввод эмульсии в боковой части отстойника) направлено перпендикулярно осаждающимся каплям воды.

Вертикальное движение (снизу вверх) основного потока (ввод эмульсии в нижней части аппарата) направлено навстречу осаждающимся каплям воды (движутся вниз).

При одинаковой скорости входного потока в первом случае разделение фаз будет более эффективным, но в горизонтальном аппарате скорость восходящего потока (капель нефти и эмульсии) в несколько раз меньше

чем горизонтального, что в конечном итоге определяет большую эффективность горизонтального отстойника с восходящим движением входного потока. Но и отстойники с горизонтальным вводом сырья при условии наличия перегородок-отражателей-отбойников (устанавливаются вертикально на пути движения основного потока) тоже эффективны. И те, и другие виды отстойников применяются в составе установок подготовки нефти, как на ступени предварительного обезвоживания, так и на ступени глубокого обезвоживания при доведении нефти до товарных кондиций.

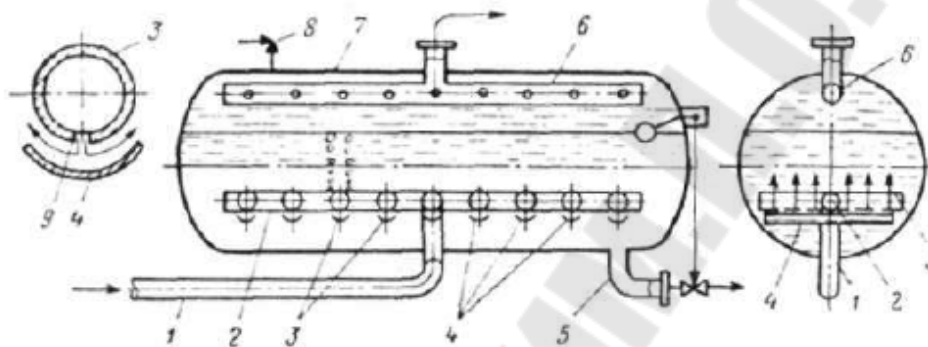


Рис. 4.8. Отстойник ВНИИСПТнефть: 1 – коллектор; 2 – раздаточный коллектор; 3 – отводы с отверстиями; 4 – желоб; 5 – патрубок для отвода воды; 6 – нефтесборный коллектор; 7 – корпус отстойника; 8 – предохранительный клапан; 9 – отверстия, равномерно расположенные, но разные по величине

Сущность процесса **обессоливания** нефти заключается в снижении концентрации хлористых солей в капельной попутной пластовой воде, которая осталась в промысловой нефти после ее предварительного и глубокого обезвоживания. Существующие методы обезвоживания нефти на промыслах не позволяют получить товарную нефть с количеством остаточной воды менее 0,2 %. В зависимости от минерализации попутной воды при такой глубине обезвоживания нефти остаточное содержание хлористых солей в ней может колебаться в довольно широких пределах: от 20 до 1000 мг/л. Высокая концентрация хлористых солей в товарной нефти опасна для оборудования и катализаторов при ее переработке. Требования к сырью до начала процесса переработки на НПЗ ограничивают концентрацию хлористых солей 3-5 мг/л, требования к товарной нефти, поступающей в магистральный нефтепровод по СТБГОСТР51858 100-900 мг/л (в зависимости от группы нефти).

Как правило, при подготовке нефти с высокой минерализацией пластовых вод на промыслах после стадии глубокого обезвоживания нефти предусматривается стадия обессоливания, заключающаяся в промывке обезвоженной нефти пресной водой. Потому что, снижение концентрации хлористых солей в капельной пластовой воде (представляющей собой дисперсную фазу в обратной водонефтяной эмульсии) возможно только в ре-

зультате коалесценции (слияния) их с каплями промывной воды (пресной) с последующим удалением их из системы.

Под обессоливанием понимают комплекс технологических мероприятий с применением пресной промывочной воды, направленных на снижение содержания хлористых солей в нефти перед ее переработкой до минимума. Для возможности эффективной коалесценции соленых и пресных капель воды необходимо:

- при смешении пресной воды с нефтью диспергировать пресную воду так, чтобы плотность распределения капель пресной воды не слишком отличалась от плотности распределения капель соленой воды;
- добавлением в нефть деэмульгатора обеспечить разрушение структурно-механического барьера на каплях пластовой воды;
- повышением температуры обеспечить снижение времени на сближение капель воды;
- увеличить вероятность встречи капель пресной и пластовой воды для возможности их многократной коалесценции и дробления в минимально возможное время при турбулентном режиме течения.

Процесс обессоливания сопровождается выравниванием концентраций капель пресной и пластовой воды и требует для своего завершения определенного времени и условий. Для успешного ведения процесса обессоливания нефти необходимо создать такие условия, при которых, каждая мелкая капля пластовой воды сольется с каплей пресной промывочной воды и затем осядет на дно отстойника. Для осуществления этого необходимо обеспечить некоторое перемешивание нефти и пресной воды при оптимальных режимах (подбираются экспериментально для каждой подготавливаемой нефти в зависимости от минерализации попутной воды, ее количества, условий подготовки).

Для осуществления процесса смешения применяются специальные смесительные устройства и приемы (диафрагмы, штуцера, тангенциальные смесители, смесительные клапаны, диспергаторы-коалесцеры, ввод воды под давлением). В среднем расход промывочной воды составляет от 3 – 5 до 10 – 15% от объема подготавливаемой нефти. Количество (минимальное) промывочной воды определяется выражением:

$$\frac{Q_{\text{воды}}}{Q_{\text{нефти}}} = \varphi_{\text{вход}} \left(\frac{c_{\text{вход}}}{c_{\text{выход}}} \varphi_{\text{выход}} - 1 \right),$$

где: $Q_{\text{воды}}$ – количество пресной воды, подаваемой на вход смесителя, м³/сут; $Q_{\text{нефти}}$ – количество сырой нефти на входе в ступень обессоливания, м³/сут; $\varphi_{\text{вход}}$ – объемная доля воды в нефти, подаваемой на обессоливание; $\varphi_{\text{выход}}$ – объемная доля воды в обессоленной нефти; $c_{\text{вход}}$ – массовая концентрация хлористых солей в воде сырой нефти; $c_{\text{выход}}$ – массовая концентрация солей в воде обессоленной нефти.

Из формулы следует, что наиболее эффективным способом обессоливания сырой нефти является ее обезвоживание, т.е. при $\varphi_{\text{выход}} = 0$, выражение $Q_{\text{воды}}/Q_{\text{нефти}} = 0$ и количество воды, необходимой для обессоливания тоже равно 0. При $c_{\text{вход}} = c_{\text{выход}}$, выражение $Q_{\text{воды}}/Q_{\text{нефти}} = 0$ и количество необходимой воды равно 0.

Средняя концентрация солей в остаточной воде зависит от качества смешения пластовой и промывочной воды. В процессе смешения за счет многократно повторяющихся актов слияния капель друг с другом и последующего их дробления концентрация солей в отдельных каплях выравнивается.

При идеальном смешении концентрация солей во всех каплях будет полностью выравнена, (т.е. происходит полное смешение капель пресной и пластовой воды), что соответствует потенциальной возможности установки.

При неполном смешении выравнивания концентраций солей не происходит, т.е. часть капель пластовой воды остается с исходной концентрацией солей. Следовательно, неполное смешение – ухудшение эффективности работы обессоливающей установки. Расхождение между теоретическими (идеальным, полным смешением) и фактическим (неполным) выражается коэффициентом ухудшения работы установки (K):

$$K = \frac{S_{\text{выход}}^{\text{неполн}}}{S_{\text{выход}}^{\text{полный}}} = 1 + \frac{\varphi_{\text{промыв.воды}}}{\varphi_{\text{входн}}} \cdot \frac{\Delta}{\varphi_{\text{выходн}}},$$

где Δ – суммарный объем капель, не смешавшихся с промывочной водой. Если $\Delta=0$, то $K=1$. Т.е. при полном смешении капель ухудшения работы установки не происходит.

Принципиальная технологическая схема одноступенчатого обессоливания приведена на рис. 4.9.

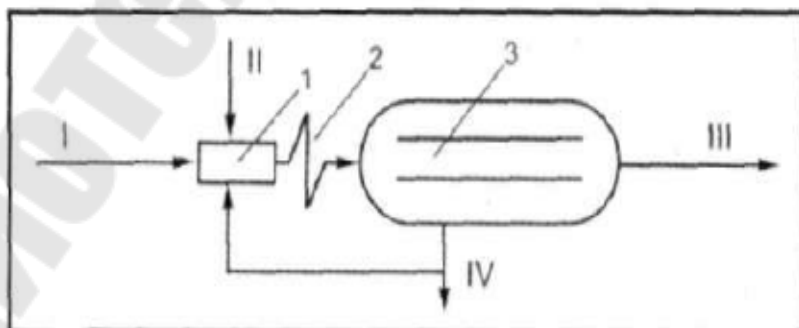


Рис 4.9. Принципиальная технологическая схема обессоливания сырой нефти: 1 – смеситель; 2 – коалесцер – диспергатор; 3 – электродегидратор; I – сырая нефть на обессоливание; II – горячая промывная вода для обессоливания; III – обессоленная нефть; IV – дренажная вода

Чаще применяются двухступенчатые и трехступенчатые схемы обессоливания. Схема процесса выглядит следующим образом. На установку обессоливания поступает сырая нефть с обводненностью $\phi^1_{\text{вход}}$ и содержащая $c^1_{\text{вход}}$ солей. Перед 1 ступенью нефть нагревают и добавляют к ней деэмульгатор и промывочную воду $Q^1_{\text{воды}}$. После интенсивного перемешивания нефти с промывочной водой, образовавшаяся эмульсия поступает в электродегидратор. Вместе с водой из нефти удаляются соли. С выхода 1-й ступени нефть с обводненностью $\phi^1_{\text{выход}}$, содержащая $c^1_{\text{выход}}$ солей поступает на 2 ступень обессоливания, перед которой к нефти снова добавляют промывочную воду $Q^2_{\text{воды}}$ и интенсивно перемешивают. После отделения воды из нефти на 2 ступени товарную нефть, содержащую $\phi_{\text{выход}}$ воды и $c_{\text{выход}}$ солей, направляют в товарные резервуары. В случае если концентрация хлористых солей после второй ступени обессоливания не достигает требуемых значений, нефть направляется на третью ступень обессоливания.

Первая наиболее простая и, как правило, успешно реализуемая стадия технологического процесса – диспергирование промывной воды в обрабатываемой нефти (применение диспергирующих устройств).

Вторая, наиболее сложная стадия процесса – выравнивание концентраций хлористых солей в каплях пресной и пластовой воды. Необходимым условием для возможности выравнивания концентраций является многократность актов коалесценции и последующего диспергирования воды в сырье. Для коалесценции капель необходимо время, продолжительность которого зависит от вязкости нефти, типа деэмульгатора, его расхода, места ввода, гидродинамических параметров потока и т.д. Следовательно, между смесителем и отстойником должен быть элемент, обеспечивающий время и гидродинамические условия коалесценции и диспергирования (например, коалесцер-диспергатор). Увеличить вероятность коалесценции капель за ограниченный период времени, возможно, увеличением концентрации капель (дисперсной фазы) в нефти. Достаточная концентрация – это такая концентрация, которая обеспечивает эффект стесненности осаждения капель в поле силы тяжести. Эффект проявляется при обводненности более 6 %. При обводненности более 15 % начинают проявляться эффекты, связанные с возрастанием вязкости эмульсии. Поэтому, величина технологически оптимальной обводненности в процессе выравнивания концентрации лежит в диапазоне 6 – 12%. Чем меньше воды в потоке, тем меньше вероятность встречи капель и, как следствие, их коалесценция. Поэтому, на практике для увеличения вероятности коалесценции капель и повышения эффективности использования промывной воды, часть дренажной (циркуляционной) воды после ЭДГ направляется в смеситель дополнительно к промывной воде (например, противоточное введение на 1,

2, 3 ступень). Дополнительное применение циркуляционной воды поддерживает обводненность нефти не менее 6 %.

Третья стадия – отстой и обезвоживание нефти.

Примеры принципиальных технологических схем трехступенчатого процесса обессоливания с дополнительным вводом циркуляционной воды приведены на рис. 4.10, 4.11.

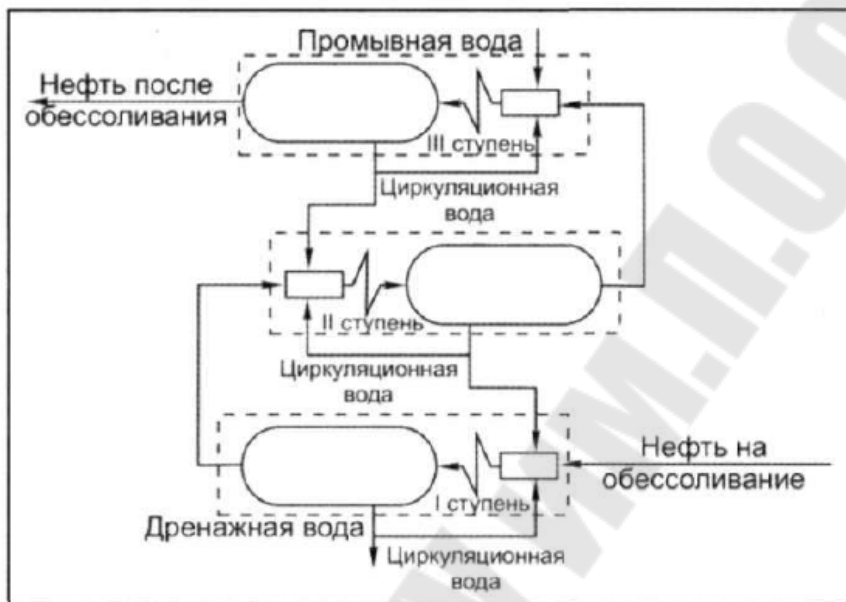


Рис.4.10 Принципиальная технологическая схема трехступенчатого процесса обессоливания нефти при противоточной подаче промывной воды

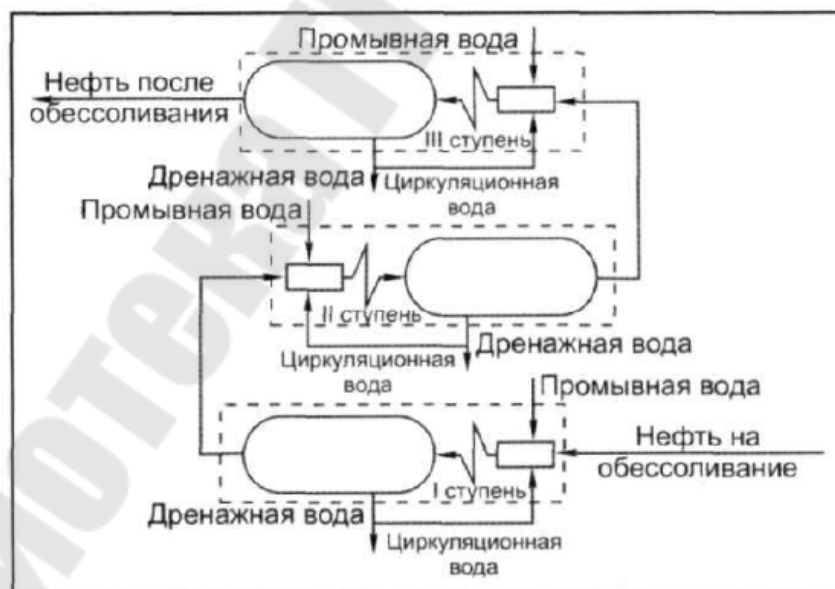


Рис. 4.11. Принципиальная технологическая схема трехступенчатого процесса обессоливания нефти при подаче воды на каждую ступень в отдельности

Как правило, процесс обессоливания тесно связан с процессом электродегидрирования нефти, который применяется на третьей стадии обессоливания нефти – обезвоживании.

При необходимости получения товарной нефти с нормируемым (по СТБ ГОСТР 51858-2003) количеством солей (массовая концентрация не более 100 мг/дм^3) и воды (массовая концентрация не более $0,5 - 1,0\%$) использование электрического поля оказывается единственным эффективным методом подготовки.

Электрический способ обезвоживания и обессоливания применим только для разрушения водонефтяных эмульсий типа «вода в нефти», так как электрообработка эмульсий типа «нефть в воде» невозможна из-за угрозы короткого замыкания электродов через эмульсию. Кроме того, это экономически нецелесообразно т. к. основная масса воды удаляется на стадии предварительного обезвоживания при отстае и термохимическом обезвоживании.

Нефтяные эмульсии типа «вода в нефти» разрушаются в электрическом поле следующим образом. Если безводную нефть налить между двумя плоскими параллельными электродами, находящимися под высоким напряжением, то возникнет однородное электрическое поле, силовые линии которого параллельны друг другу. При наложении внешнего электрического поля на водонефтяную эмульсию капли воды, диэлектрическая проницаемость которой примерно в 40 раз больше чем у нефти, поляризуются, превращаясь в диполи. Расположение силовых линий меняется, и однородность электрического поля нарушается, поляризованные капли воды вытягиваются вдоль силовых линий с образованием в вершинах капель электрических зарядов, противоположных зарядам на электродах (рис. 4.12)

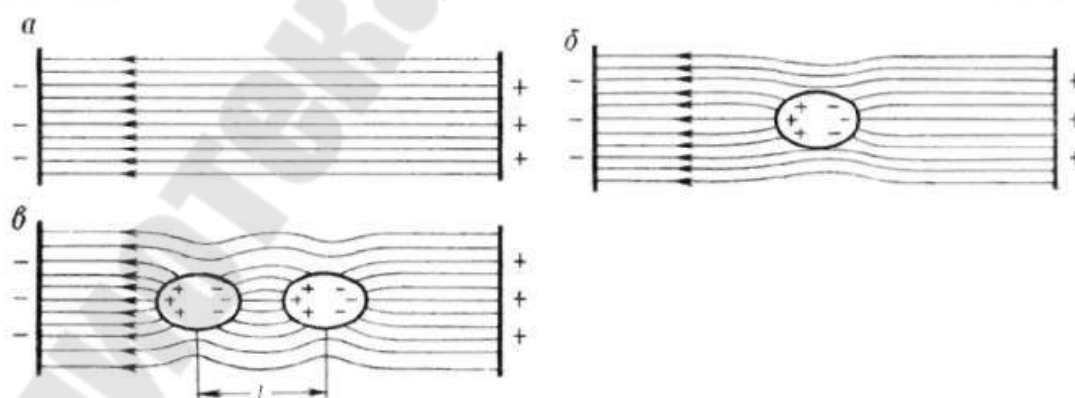


Рис. 4.12. Схема поведения капель эмульгированных в нефти воды, в электрическом поле: а – расположение силовых линий в безводной нефти; б, в – в нефти с каплями воды

Две капли воды, расположенные на достаточно близком расстоянии одна от другой, вследствие действия диполь-дипольного взаимодействия притягиваются друг к другу с силой (F):

$$F = 6 \frac{\varepsilon E r^6}{d^4},$$

где: E – напряженность электрического поля, Вольт/м; r – радиус капли, м; d – расстояние между центрами капель, м; ε – диэлектрическая проницаемость среды.

Благодаря действию этой силы капли деформируются и движутся навстречу друг другу. При этом с уменьшением расстояния между ними сила взаимодействия возрастает, напряженность поля в прослойке, разделяющей их, резко увеличивается (до десятков единиц, при напряженности внешнего поля порядка нескольких единиц), происходит электрический пробой нефтяной прослойки, бронирующие оболочки на каплях воды сдавливаются и разрушаются, капли сливаются и оседают.

Из формулы видно, что сила взаимодействия между каплями уменьшается с увеличением расстояния между ними и возрастает при увеличении размеров капель и напряженности внешнего электрического поля. Однако, для интенсификации процесса коалесценции капель напряженность поля может быть повышена лишь до определенного предела. Это объясняется тем, что для каждой конкретной системы существует критическое значение $E_{кр}$, выше которого капли становятся неустойчивыми. Капли диспергируются на более мелкие под действием электрических сил. Это явление носит название контактно-разъединенная зарядка и заключается в том, что электрический пробой нефтяной прослойки происходит на таком расстоянии, что силы взаимодействия молекул воды между сближающимися поверхностями еще не в состоянии вызвать коалесценцию, но, поскольку электрический контакт уже установлен, происходит перераспределение зарядов и электрические силы отталкивают капли. На практике, в зависимости от величины подаваемого на электроды напряжения (22, 33, 44 кВ) и расстояния между электродами (120 – 400 мм) напряженность электрического поля меняется в пределах 100 – 300 кВ/м.

В поле переменного тока вследствие циклического изменения направления тока и напряженности поля капли воды синхронно изменяют направление своего движения, в результате чего находятся в состоянии колебания. Такое явление приводит к изменению формы капель, их деформации, разрывам бронирующих оболочек на глобулах воды и последующему интенсивному слиянию. Поэтому эффективность разрушения эмульсии в поле переменного тока выше, чем в поле постоянного тока.

Аппараты для разделения водонефтяных эмульсий с применением электрических полей называются электродегидраторами. Электродегидратор отличается от отстаивающего наличием в зоне отстоя электродов, между

которыми создается электрическое поле. Типичная конструкция электродегидратора приведена на рис. 4.13

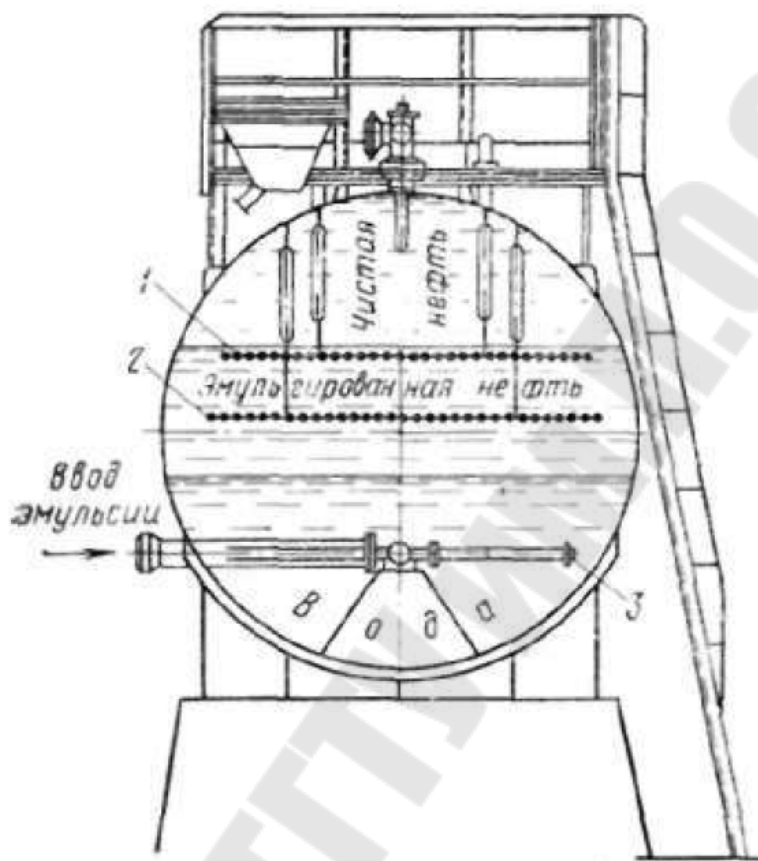


Рис.4.13. Сечение горизонтального электродегидратора с вводом эмульсии под водяную подушку: 1, 2 – электроды; 3 - раздаточный коллектор

Наиболее эффективны и экономичны горизонтальные электродегидраторы. Эмульсия предварительно смешанная с подогретой пресной водой через раздаточный коллектор подается равномерно по всему горизонтальному сечению аппарата. Проходит через три зоны обработки. В первой, нижней зоне, эмульсия проходит через слой отстоявшейся воды, уровень которой выше на 20 – 30 см раздаточного коллектора. В этой зоне происходит водная промывка, в результате которой теряется основная масса воды. Затем эмульсия, поднимаясь вертикально, подвергается обработке в зоне электрического поля. Сначала – в поле слабой напряженности (между уровнем отстоявшейся воды и нижним электродом). Затем в зоне сильной напряженности – между нижним и верхним электродами.

4.3. Промысловая подготовка газа

Нефтяной попутный газ, добываемый вместе с нефтью, как и природный газ, может содержать в своем составе различное количество: паров воды, воду в жидком состоянии, сероводород (и другие сернистые соединения), углекислый газ, азот, гелий. Сероводород, углекислый газ и пары воды являются вредными примесями, вызывающими осложнения в работе нефтепромыслового оборудования и трубопроводов.

К основным технологическим процессам подготовки газа относятся:

- очистка от механических примесей с целью предотвращения загрязнения технологических коммуникаций и оборудования, снижения абразивного износа трубопроводов;
- осушка с целью удаления капельной влаги, водяных паров для предотвращения гидратообразования и коррозии газопроводов
- очистка от сероводорода и углекислого газа с целью предотвращения коррозии технологического оборудования
- отбензинивание для удаления тяжелых компонентов с целью предотвращения образования жидкостных пробок в газопроводах

Очистка газа от механических примесей. Для очистки природного и попутного нефтяного газа от мехпримесей используются аппараты 2-х типов: работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли (масляные пылеуловители); работающие по принципу «сухого» отделения пыли (циклонные пылеуловители);

На рис. 4.14 представлена конструкция вертикального масляного пылеуловителя. Это вертикальный цилиндрический сосуд со сферическими днищами. Пылеуловитель состоит из трех секций: промывочной А (от нижнего днища до перегородки 5), в которой все время поддерживается постоянный уровень масла; осадительной Б (от перегородки 5 до перегородки б), где газ освобождается от крупных частиц масла, и отбойной (скрубберной) секции В (от перегородки б до верхнего днища), где происходит окончательная очистка газа от захваченных частиц масла.

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

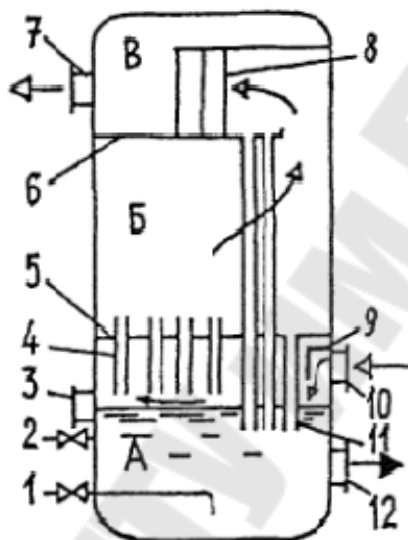


Рис. 4.14. Вертикальный масляный пылеуловитель: 1 - трубка для слива загрязненного масла; 2 - трубка для долива свежего масла; 3 - указатель уровня; 4 - контактные трубки; 5, 6 - перегородки; 7 - патрубок для вывода газа; 8 - скруббер; 9 - козырек; 10 - патрубок для ввода газа; 11 - дренажные трубки; 12 - люк для удаления шлама

Осевший на дно пылеуловителя шлам периодически (раз в 3 месяца) удаляют через люк 12. Загрязненное масло через трубку 1 сливают в отстойник. Взамен загрязненного в пылеуловитель по трубе 2 доливается очищенное масло. Его уровень контролируется по шкале указателя уровня.

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. 4.15. 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.

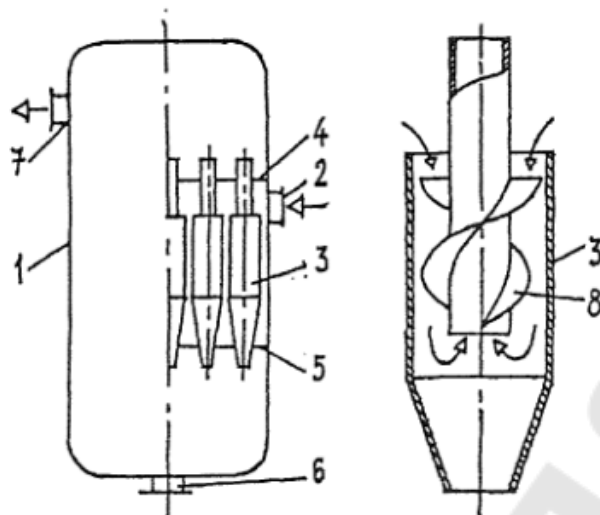


Рис. 4.15. Циклонный пылеуловитель: 1 - корпус; 2 - патрубок для ввода газа; 3 - циклон; 4, 5 - перегородки; 6 - патрубок для удаления шлама; 7 - патрубок для вывода газа; 8 - винтовые лопасти

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

Осушка газа. Нефтяной попутный газ содержит пары воды, количество которых зависит от условий сепарации нефти (давления, температуры), термобарических условий в залежи, условий контакта нефти с подстилающими ее водами, состава газа. При заданных давлении и температуре количество водяных паров в единице объема газа не может быть выше предельной максимальной величины. При изменении одного из параметров, изменяется и влагосодержание газов (например, если снизить температуру газа, находящегося в равновесном состоянии, то часть паров сконденсируется).

Точка росы – это температура при которой происходит конденсация водяных паров в газе, или температура, при которой содержание водяных паров в газе при данном давлении максимально.

При переработке, транспортировании и использовании НПГ наличие паров воды в нем является причиной следующих осложнений:

- образование конденсата водяных паров в трубопроводах (за счет изменения температуры потока и конденсации паров воды)
- образование ледяных пробок (при наличии воды в газе возможно ее замерзание в зимний период (если газопровод расположен на поверхности))
- образование газовых гидратов (при повышенных давлениях и пониженных температурах)
- невозможность применения низкотемпературных процессов отбензинивания газа (т.к. создаются условия для образования газовых гидратов).
- коррозия технологического оборудования

– увеличение затрат на перекачку влажного газа, снижение производительности газопровода

Методы осушки делятся на физические (искусственное охлаждение газа, компримирование, сочетание двух методов) и физико-химические (поглощение влаги различными реагентами – адсорбция и абсорбция).

Охлаждение. Пока пластовое давление значительно больше давления в магистральном газопроводе газ охлаждают, дросселируя излишнее давление. При этом газ расширяется и в соответствии с эффектом Джоуля-Томсона охлаждается.

Любое охлаждение газа, насыщенного водяными парами, приводит к уменьшению содержания в нем водяных паров до того предела, который соответствует достигнутой температуре охлаждения (точке росы), избыточное количество влаги выделяется в виде конденсата. Метод самостоятельно не применяется, служит как вспомогательный.

Компримирование газа. Также вспомогательный метод. Например, при компримировании газа с целью транспортирования, одновременно достигается и частичная его осушка.

Среди физико-химических методов осушки газа наиболее широко распространены осушка жидкими поглотителями (диэтиленгликолем, триэтиленгликолем, раствором хлористого кальция), осушка твердыми поглотителями (окисью алюминия, силикагелем, синтетическими цеолитами и пр.).

Технологическая схема **абсорбционной осушки** газа с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ), приведена на рис. 4.16. Газ, требующий осушки, поступает в абсорбер 1. В нижней скрубберной секции он очищается от взвешенных капель жидкости и поднимается вверх, проходя через систему тарелок. Навстречу газу по тарелкам стекает концентрированный раствор ДЭГ, закачиваемый в абсорбер насосом 2 из емкости 3. Раствор ДЭГ поглощает пары воды. Далее газ проходит через верхнюю скрубберную секцию, где освобождается от захваченных капель раствора и выходит из аппарата.

Остальная часть технологической схемы служит для восстановления абсорбента. И использованный раствор ДЭГ, содержащий 2 – 2,5 % воды, отбирается с нижней глухой тарелки абсорбера 1, подогревается в теплообменнике 4 встречным потоком регенерированного раствора и направляется в выветриватель 5, где освобождается от неконденсирующихся газов. Далее раствор снова подогревается в теплообменнике б и поступает в десорбер (выпарную колонну) 7. Выпарная колонна состоит из двух частей: собственно колонны тарельчатого типа, в которой из раствора ДЭГ, стекающего вниз выпаривается влага встречным потоком острого водяного пара и паров ДЭГ (верхняя основная часть колонны) и кипятильника (ниж-

ная часть колонны), где происходит нагревание раствора до температуры 150 – 160 °С и испарение воды

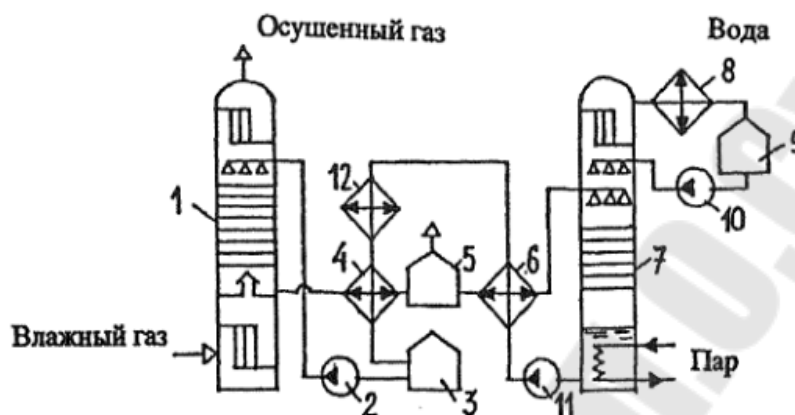


Рис. 4.16. Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции: 1 – абсорбер; 2, 10, 11 – насосы; 3, 9 – емкости; 4, 6 – теплообменники; 5 – вывстриватель; 7 – десорбер; 8 – конденсатор – холодильник; 12 – холодильник

Водяной пар из десорбера поступает в конденсатор-холодильник 8, где он конденсируется и собирается в емкости 9. Часть полученной воды насосом 10 закачивается в верхнюю часть колонны, чтобы несколько снизить там температуру и уменьшить испарение, а, соответственно, и унос ДЭГ. Регенерированный горячий раствор ДЭГ прокачивается через теплообменники 6 и 4, холодильник 12 и поступает в емкость 3.

Работа десорбера основана на различной температуре кипения воды и абсорбента: для ДЭГ она равна 244,5 °С, а для триэтиленгликоля (ТЭГ) 287,4 °С. Диэтиленгликоль понижает точку росы газа на 25 – 35 градусов, а триэтиленгликоль – на 40 – 45. Обе жидкости обладают малой вязкостью, неагрессивны в коррозионном отношении, очень слабо растворяют природные газы и имеют низкую упругость паров, что облегчает их регенерацию.

Недостатками абсорбционной осушки газа являются унос абсорбента и относительная сложность его регенерации. Условия абсорбционной осушки газа:

- концентрация абсорбента – чем выше, тем выше степень осушки
- температура процесса – чем выше, тем выше степень осушки
- давление процесса – чем выше, тем меньше в газе водяных паров, следовательно, меньше абсорбента потребуется для осушки.

Технологическая схема осушки газа методом адсорбции приведена на рис. 4.17. Влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу вверх через слой адсорбента - твердого вещества, поглощающего пары воды и далее выводится из аппарата. Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного времени (12 – 16 часов). После этого влажный газ

пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенерацию. Для этого через регулятор давления 3 типа «после себя» из газовой сети отбирается сухой газ, и воздуходувкой 6 подается в подогреватель 7, где газ нагревается до температуры 180 – 200 °С. Далее он подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 4.

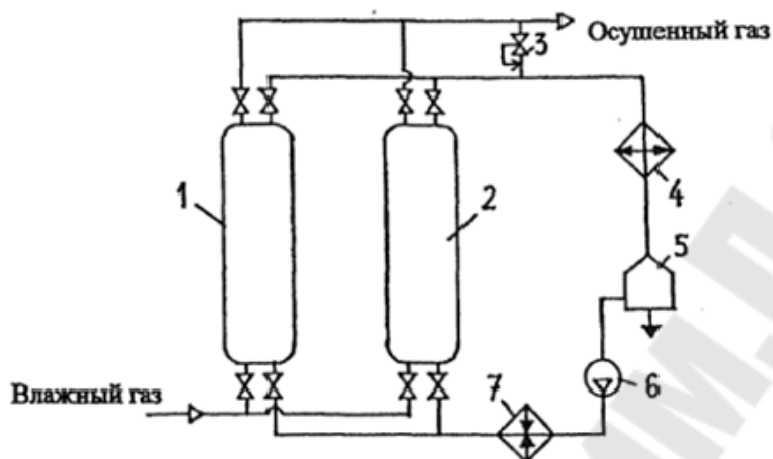


Рис. 4.17. Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции: 1, 2 – адсорберы; 3 – регулятор давления типа "после себя"; 4 – холодильник; 5 – емкость; 6 – газодувка; 7 – подогреватель газа

Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т. д. Процесс регенерации адсорбента продолжается 6 – 7 часов. После этого в течение около 8 часов адсорбер остывает.

Осушку газа адсорбентами проводят, как правило, в тех случаях, когда необходимо достичь значения точки росы менее минус 30 °С. В качестве адсорбентов для осушки газа от влаги применяют силикагель, алюмогель, молекулярные сита, окись алюминия. Они отличаются различной поглощающей способностью. К ним предъявляется ряд требований: стойкость к частой регенерации, механическая прочность, высокая поглощающая способность, простота регенерации, стоимость и пр.

Отбензинивание применяется с целью удаления из газа тяжелых углеводородов, например, при подготовке к транспортированию на дальние расстояния.

Основными методами являются: компримирование, адсорбция, абсорбция, низкотемпературная конденсация, ректификация. Каждый метод имеет свои достоинства и недостатки и на практике как, правило, применяется сочетание одного метода с другим.

При содержании жирных углеводородов в сырье свыше 300 г/м³ применяются методы компримирования в сочетании с низкотемпературной ректификацией и низкотемпературной конденсацией. Из сжатого газа после глубокого охлаждения выделяется конденсат. Смесь газа и конден-

сата (или отсепарированный конденсат) подается в ректификационную колонну, верхняя часть которой охлаждается, а нижняя – подогревается. В результате теплообмена между стекающей вниз флегмой и поднимающимися вверх парами легкие углеводороды переходят в газовую фазу, а тяжелые конденсируются. Тяжелые отводятся снизу колонны, легкие – сверху.

Отбензинивание компримированием. Сущность метода заключается в выпадении из газа конденсата при повышении давления и последующем его охлаждении. Этим достигается повышение парциального давления паров тяжелых углеводородов в газовой фазе до предела (до давления насыщения) при котором начинается переход из паровой фазы в жидкую. Процессы компрессионного отбензинивания основаны на одно-, двухступенчатом повышении давления с промежуточным охлаждением газа и отделением конденсата. При этом в конденсате (иначе – газовом бензине) содержится много легких (низкомолекулярных) углеводородов, которые повышают давление паров этого продукта, а в газе остается некоторое количество тяжелых (высокомолекулярных) углеводородов, которые не перешли в газовый бензин, поэтому метод используется как вспомогательный и самостоятельно – только для отбензинивания очень жирных газов.

Низкотемпературная ректификация. Метод основан на том, что скомпримированный газ и выделившийся при этом конденсат подаются в ректификационную колонну, где подвергаются разделению в процессе непрерывного фазового обмена между охлажденными жидкими углеводородами, стекающими сверху, и газом, поднимающимся вверх. Сухой отбензиненный газ отводится сверху колоны, снизу отводится конденсат – нестабильный бензин. Преимуществом по сравнению с другими методами является возможность более четкого разделения и извлечения из газа целевых углеводородов. Достигается это при относительно невысоком давлении с применением холода.

Низкотемпературная конденсация. Метод основан на применении низких температур для переохлаждения газовой смеси, находящейся под высоким давлением. На первом этапе происходит конденсация компонентов газовой смеси, затем ректификация полученного конденсата с целью удаления из него легких компонентов (метано-этановой фракции).

Отбензинивание адсорбцией. Для извлечения тяжелых углеводородов метод применяется для бедных газов при содержании до 50 г/м^3 углеводородов C_3 +высшие. В качестве адсорбента применяется силикагель, активированный уголь. Извлечение поглощенных адсорбентом углеводородов проводится при нагревании и обработке водяным паром, с последующим отстоем.

Отбензинивание абсорбцией Метод основан на различной растворимости содержащихся в исходном газе углеводородов в жидких нефте-

продуктах, применяемых в качестве абсорбентов. Углеводороды относительно высокого молекулярного веса (пропан, бутаны, C_5 , C_6 , C_7) растворяются в абсорбенте лучше, чем низкомолекулярные углеводороды (метан, этан).

Процесс проводится в колонне – абсорбере. Абсорбент (поглотитель, например, стабильный газовый бензин) подается в верхнюю часть колонны, стекает по тарелкам вниз, поток газа подается в нижнюю часть колонны и движется вверх. Обогащенный углеводородами абсорбент, выводится с нижней части колонны на стадию десорбции, при которой из абсорбента удаляют извлеченные им углеводороды. Конденсируясь из них получается нестабильный бензин. Поглощающая способность абсорбентов с понижением температуры увеличивается. Регенерированный абсорбент используется повторно. Применение способа рационально для отбензинивания жирных газов, содержащих более 100 г/м^3 углеводородов C_3 +высшие.

Очистка газа от сероводорода и сернистых соединений. Существуют в зависимости от агрегатного состояния поглотителя две основные группы методов очистки от H_2S и CO_2 : сухая очистка газа (извлечение происходит при пропускании газа через сухие поглотители) и мокрая очистка газа (извлечение происходит за счет промывки газа различными поглотительными растворами).

Сухая очистка более эффективна, так как достигается более полное извлечение, но более затратная, имеет периодичность, трудоемкость. Мокрые способы характеризуются непрерывностью процесса, меньшими затратами, однако качество очистки ниже. Наиболее распространенный способ мокрой очистки – этаноламиновый. Поглощение из газа H_2S и CO_2 раствором этаноламина проводится в абсорбере. Газ подается в нижнюю часть аппарата и, поднимаясь вверх встречается с водным раствором этаноламина, который подается в верхнюю часть абсорбера и стекает вниз. Насыщенный раствор поглотителя снизу подается в десорбер, очищенный газ отводится сверху. В десорбере происходит выделение из насыщенного поглотителя кислых газов под действием поднимающихся вверх паров воды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Учебник для ВУЗов / Г.С. Лутошкин / Москва Альянс, 2005, 319с
2. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений / И.И. Дунюшкин / Москва Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006, 318с.
3. Сбор и промысловая подготовка нефти газа и воды / Н.М. Байков, Г.Н. Позднышев, Р.И. Мансуров / Москва, Недра, 1981, 261 с.
4. Совместный сбор и транспорт нефти и газа / А.И. Гужов / Москва, Недра, 1973, 280с.
5. Обезвоживание и обессоливание нефтей / В.И. Логинов / Москва, Химия, 1979, 214с.
6. Процессы и аппараты для объектов промысловой подготовки нефти и газа / К.С. Каспарянц, В.И. Кузин, Л.Г. Григорян / Москва, Недра, 1977, 254 с.
7. Сбор и обработка нефти и газа на промысле / А.М. Лобков / Москва, Недра, 1968, 284 с.
8. Разрушение эмульсий при добыче нефти / В.П. Тронов / Москва, Недра, 1974, 271 с.
9. Промысловая подготовка нефти за рубежом / В.П. Тронов / Москва, Недра, 1983, 223 с.
10. Осложнения в нефтедобыче / Под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгужина / Уфа, «Монография», 2003, 301 с.
11. Борьба с осложнениями при сборе и подготовке продукции нефтяных скважин / Сборник научных трудов ВНИИСПТНЕФТЬ / Уфа, 1989, 146 с.
12. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем / Б.П. Туманян / Москва, Издательство «Техника», 2000, 336 с.
13. Фазовые равновесия в добыче нефти / А.Ю. Намиот / Москва, Недра, 1976, 184 с.
14. Растворимость газов в воде / А.Ю. Намиот / Москва, Недра, 1991, 169 с.
15. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий / Г.Н. Позднышев / Москва, Недра, 1982, 224 с.
16. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах / В.Ф. Медведев / Москва, Недра, 1987, 144 с.
17. Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системах сбора / Н.С. Маринин. Ю.Н. Саватеев / Москва, Недра, 1982, 172 с.
18. Нефтегазопромысловая сепарационная техника / Л.М. Мильштейн, С.И. Бойко, Е.П. Запорожец / Москва, Недра, 1991, 240 с.

19. Переработка нефтяных газов / А.М. Чуракаев / Москва, Недра, 1983, 280 с.
20. Низкотемпературная ректификация нефтяного газа / А.М. Чуракаев / Москва, Недра, 1989, 152 с.
21. Газоперерабатывающие заводы / А.М. Чуракаев / Москва, Химия, 1971, 236 с.
22. Физические методы переработки и использование газа / И.Т. Балыбердина / Москва, Недра, 1988, 248 с.
23. Добыча нефтяного газа / В.И. Бараз / Москва, Недра, 1983, 252 с.
24. Васильев Г. Г., Коробков Г. Е., Коршак А. А., Шаммазов А. М. Трубопроводный транспорт нефти. /Под ред. М. С. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 497 с.
25. Куликов В. Д., Шбиёв А. В., Яковлев А. Е., Антипов В. Н. Промысловые трубопроводы. – М.: Недра, 1994. – 298 с.
26. 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.
27. М.С. Рыхлевская, Классификатор коррозионных сред месторождений НК Роснефть. – 2005. – 121 с.
28. Н.А. Сваровская. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
29. ГОСТ 30319.0(1, 2, 3)-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения. – М.:ВНИЦСМВ, 1997 – 9 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

3

1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

- 1.1. Состав нефти. Нефть как дисперсная система
- 1.2. Физико-химические свойства нефти.
- 1.3. Состав и физико-химические свойства нефтяного газа
- 1.4. Нефтепромысловые воды. Состав, физико-химические свойства
- 1.5. Газонефтяные смеси (пены)
- 1.6. Водонефтяные эмульсии

2. СБОР И ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ ГАЗА И ВОДЫ

- 2.1. Товарная характеристика нефти и газа
- 2.2. Требования к системам сбора и подготовки скважинной продукции
- 2.3. Существующие системы сбора скважинной продукции

3. ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

- 3.1. Назначение и классификация промысловых трубопроводов
- 3.2. Проектирование промысловых трубопроводов
- 3.3. Осложнения при эксплуатации систем сбора и транспорта продукции скважин
 - 3.3.1. Внутритрубная коррозия трубопроводов
 - 3.3.2. Образование жидкостных и гидратных пробок
 - 3.3.3. Отложение солей
 - 3.3.4. Отложения парафина, способы предупреждения, удаление
 - 3.3.5. Пульсация давления в промысловых трубопроводах, последствия, методы борьбы

4. ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

- 4.1. Предварительное разделение продукции скважин на промыслах
- 4.2. Подготовка нефти до товарных кондиций
- 4.3. Промысловая подготовка газа

ЛИТЕРАТУРА

имени П. О. Сухого», 2017

Журавель Наталья Геннадьевна

**ПРОМЫСЛОВЫЙ СБОР
И ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА**

Пособие

**по одноименному курсу
для слушателей специальности переподготовки
1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение
и реализация нефтегазопродуктов»
заочной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 27.12.17.

Пер. № 7Е.

<http://www.gstu.by>