



**Н.А. Сваровская**

**ПОДГОТОВКА, ТРАНСПОРТ И  
ХРАНЕНИЕ  
СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ**



**Министерство образования Российской Федерации  
Томский политехнический университет**

---

**Н.А. Сваровская**

**ПОДГОТОВКА, ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ  
СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ**

Учебное пособие

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки дипломированных специалистов 650700 "Нефтегазовое дело" специальности 090700 "Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ"

Издательство ТПУ  
Томск 2004

УДК 665.6:622.621.64

С24

**Сваровская Н. А.**

С 24 Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции:

Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.

ISBN 5-98298-072-2

Приведены основные свойства продукции скважин, влияющие на технологии подготовки, транспорта и хранения. Приведены основные сведения о процессах промысловой подготовки нефти, газа и воды, теоретические основы промысловой транспортировки и хранения, осложняющих процессах в работе трубопроводов. Приведены основные принципы гидравлических расчётов продуктопроводов.

Пособие подготовлено на кафедре транспорта и хранения нефти и газа Института геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета и предназначено для студентов направления 650700 "Нефтегазовое дело" специальности 090700 "Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ" и магистрантов направления 250019 "Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ".

УДК 665.6:622.621.64

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом  
Томского политехнического университета

*Рецензенты*

Кандидат геолого-минералогических наук, директор СНИИГГиМС

*В.Е. Пешков*

Кандидат технических наук, заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа Института геологии и нефтегазового дела  
Томского политехнического университета

*А.В. Рудаченко*

ISBN 5-98298-072-2

© Томский политехнический университет, 2004

© Оформление. Издательство ТПУ, 2004

## ВВЕДЕНИЕ

Поступающая из скважин продукция не является однофазной системой, нефтью или газом. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей, горных пород, затвердевшего цемента.

**Продукция скважин** нефтяных и газовых месторождений **представляет собой многофазную многокомпонентную систему.**

Введём следующие понятия.

**Пластовая нефть** – двухфазная газожидкостная система.

**Сырая нефть** – трёхфазная система, содержащая нефть, растворённый газ, пластовую воду и механические примеси.

**Товарная нефть** – однофазная нефтяная система, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов.

Согласно действующего ГОСТ Р 51858–2002, нефть считается кондиционной (товарной), если в ней содержится не более 1 % воды и не более 900 мг/л хлористых солей, что соответствует третьей, наихудшей, группе качества.

Помимо этих двух существуют и другие показатели. Поэтому перед подачей нефти в магистральный трубопровод её необходимо подвергнуть специальной обработке, включающей следующие процессы.

1. Удаление из нефти лёгких углеводородных газов, находящихся в свободном или растворённом состоянии – процесс сепарации.
2. Отделение от нефти воды – процесс обезвоживания нефти.
3. Извлечение из нефти растворённых в ней солей – процесс обессоливания.

Для того чтобы добываемый природный газ или отделённый в процессе подготовки нефти удовлетворял предъявляемым к нему требованиям, перед подачей в магистральный трубопровод его подвергают тщательной обработке, включающей процессы.

1. Отделение от газа механических примесей, капельной воды и конденсата – процессы сепарации.
2. Удаление из газа паров воды. Этот процесс называется осушкой газа и одновременно процессом предотвращения

гидратообразования, так как при осушке газа понижается температура образования гидратов.

### 3. Извлечение из газа тяжелых углеводородов – абсорбционное извлечение.

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

Перспективные объемы добычи нефти в России будут определяться в основном уровнем мировых цен на нефть, налоговыми условиями и научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений, а также качеством разведанной сырьевой базы. По прогнозным данным уровни добычи нефти в России могут достичь к 2010 году 315 млн тонн.

Природный газ, принадлежит к невозобновляемым ресурсам страны. Он является одним из ценнейших видов сырья, в значительной мере определяющих развитие экономики. Газ – источник формирования бюджета страны. В настоящее время доля потребления природного газа в стране составляет свыше 30 % и, имеет устойчивую тенденцию к дальнейшему росту. Сегодня с уверенностью можно сказать, что в России наступает период, при котором природный газ становится главным фактором энергетического жизнеобеспечения России.

В условиях дефицита топлива и повышения роли природного газа в развитии экономики страны, особенно актуальными становятся задачи, связанные с уменьшением различного рода потерь природного газа и сокращением расхода газа на технологические нужды.

Наибольшие потери газа (до 90 %) происходят в газотранспортных системах.

При подготовке добываемого углеводородного сырья к магистральному транспорту, на современных промыслах получили широкое применение технологические процессы, основанные на использовании принципа разделения (сепарации) пластовой смеси на жидкую и газовую фазы в результате действия естественных сил: гравитации, инерции и других.

Состояние и свойства нефтяных систем определяются влиянием различных параметров: давлением, температурой, удельным объемом, компонентным составом фаз.

При движении УВ системы по всей цепочке "**пласт – скважина – системы сбора и подготовки – магистральный трубопровод**" непрерывно изменяется давление и температура. В результате изменяются фазовые состояния систем, компонентный состав фаз, и как следствие, наблюдаемые физико-химические свойства.

Современный инженер по внутринефтепромысловому трубопроводному транспорту и хранению продукции скважин (нефти и газа) должен знать состав и физико-химические свойства нефти, газа, воды как многокомпонентной многофазной системы, основные принципы и закономерности процессов подготовки скважинной продукции и её транспортировки.

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.

Автор выражает искреннюю благодарность и признательность профессорам Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина И. Т. Мищенко и И. И. Дунюшкину за полезные замечания и конструктивные предложения, способствовавшие улучшению качества пособия.

## **1. СВОЙСТВА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН, ВЛИЯЮЩИЕ НА ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ**

**Нефть** – разновидность горных пород. Вместе с другими горючими осадочными породами (торф, бурый и каменный уголь, антрацит и другие), но не твердыми, а жидкими она образует семейство **каустобиолитов**, семейство горючих органических пород.

По консистенции нефти бывают легкоподвижные, подвижные, вязкие, почти не текущие, и застывающие при нормальных условиях.

Для нефти характерен резкий специфичный запах и маслянистость на ощупь. Нефть обычно имеет темный цвет, который может изменяться от зеленовато-бурого до чёрного.

Цвет и консистенция нефти зависят преимущественно от содержания в ней высокомолекулярных, высокополярных составляющих: гетероатомных, смол, асфальтенов. Чем их больше в нефти, тем темнее её цвет. Известны нефти и желтого, синего, красного цвета и даже прозрачные, так называемые, белые нефти.

**Технологические особенности подготовки скважинной продукции** определяются составом и набором физико-химических свойств:

**нефти** → плотность ( $\rho$ ), вязкость ( $\mu$ ), содержание парафина (П), смол (См), асфальтенов (Асф), температура начала кипения ( $T_{н.к.}$ );

**воды** → минерализация (М), тип ( $T_v$ ), реакция среды (рН);

**сырой нефти** → газонасыщенность (Г), обводнённость (W), содержание серы (S), механических примесей ( $M_{пр}$ ).

**Технологические особенности транспортировки и хранения нефти** зависят от её физико-химических свойств, таких как, плотность( $\rho$ ), вязкость динамическая ( $\mu$ ) и кинематическая ( $\nu$ ), текучесть ( $\phi$ ), давление насыщенных паров ( $P_{н.п.}$ ), температура застывания ( $T_{заст}$ ), испаряемость, воспламеняемость ( $T_{восп}$ ), температура вспышки ( $T_{вс}$ ).

**Технологические особенности транспортировки и хранения газа** зависят от его физико-химических свойств, таких как: плотность ( $\rho_g$ ), вязкость ( $\mu$ ), сжимаемость ( $\beta$ ), содержание воды (W), сероводорода ( $H_2S$ ), тяжёлых углеводородов (ТУВ), проявления эффекта Джоуля–Томсона.

## 1.1. Состав нефти

Различают элементный, фракционный, групповой и вещественный составы нефти. Основными элементами соединений нефти являются углерод (83,5–87 %) и водород (11,5–14 %). Кроме того, в нефти присутствуют:

- **сера** в количестве от 0,1 до 1–2 %, иногда её содержание может достигать до 5–7 %, во многих нефтях сера практически отсутствует;
- **азот** в количестве от 0,001 до 1, иногда до 1,7 %;
- **кислород** встречается не в чистом виде, а в различных соединениях в количестве от 0,01 до 1 % и более, но не превышает 3,6 %.

В нефти присутствуют также железо, магний, алюминий, медь, олово, натрий, кобальт, хром, германий, ванадий, никель, ртуть,

золото и прочие. Суммарное содержание их менее 1 %.

**Фракционный состав** нефти показывает содержание в ней различных фракций, выкипающих в определенных температурных интервалах, и отражает соотношение соединений в них.

**Фракцией** называется доля нефти, выкипающая в определенном интервале температур. Нефти выкипают в очень широком интервале температур (н.к.–к.к.) от 28 (изо-С<sub>5</sub>) до 520–540 °С.

Фракционный состав нефти определяется стандартным методом по результатам лабораторных испытаний при разделении (разгонки) компонентов нефти на аппарате АРН-2 по температурам кипения методом фракционирования, отгона или на промышленных установках АВТ (атмосферно-вакуумная трубчатка).

**Началом кипения** (н.к.) фракции считают температуру падения первой капли сконденсированных паров.

**Концом кипения** (к.к.) 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.

Распределение основных фракций нефти можно представить в виде схемы (рис. 1.1).

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

**Нефть** представляет собой сложную смесь органических соединений (более 1000), преимущественно **углеводородов**, их производных и **гетероатомных соединений**.

**Углеводороды** – органические соединения углерода и водорода. В нефти присутствуют следующие классы углеводородов.

**Парафиновые углеводороды** (алканы) – насыщенные (предельные) углеводороды с общей формулой С<sub>n</sub>Н<sub>2n+2</sub>. Содержание их в нефти может составлять 30–70 %. Различают алканы:

- нормального строения → n-алканы: пентан и его гомологи;



- изоостроения → изоалканы: изопентан и его гомологи;
- изопреноидного строения → изопрены: пристан, фитан и другие.

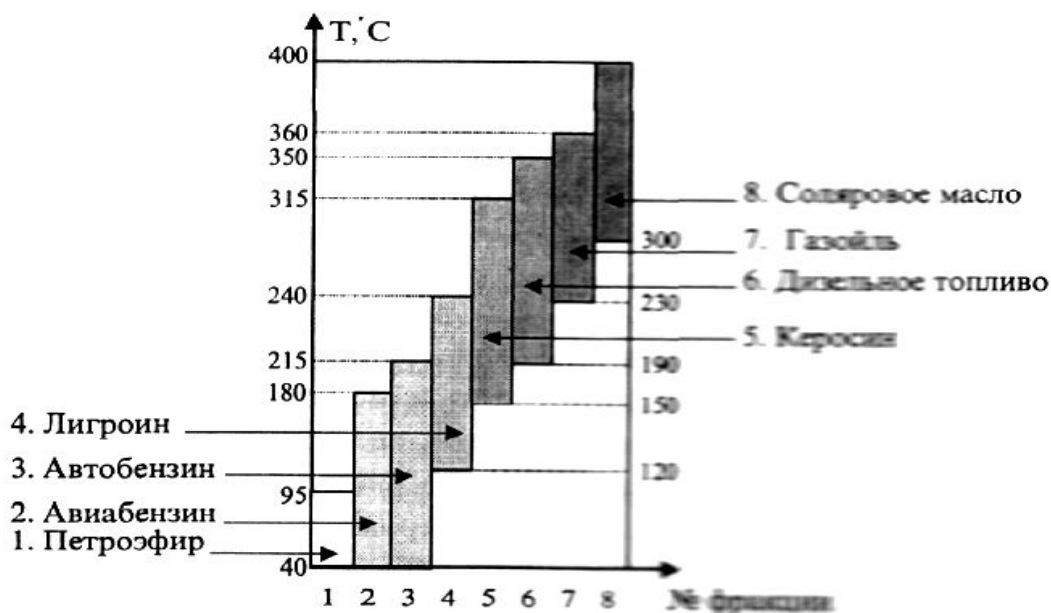


Рис. 1.1. Схема основных фракций нефти

В нефти присутствуют алканы различного агрегатного состава:

- $C_1-C_4$  → газообразные, в виде растворённого газа;
- $C_5-C_{16}$  → жидкие, составляющие основную массу жидких фракций нефти;
- $C_{17}-C_{42-53}$  → твёрдые, которые входят в тяжёлые нефтяные фракции и известны как **парафины**.

**Нафтеновые углеводороды** (циклоалканы) – насыщенные циклические углеводороды. К ним относятся моноциклические с общей формулой  $C_nH_{2n}$ , бициклические –  $C_nH_{2n-2}$ , трициклические –  $C_nH_{2n-4}$ , тетрациклические –  $C_nH_{2n-6}$ . Содержание нафтеных углеводородов в нефтях колеблется от 25 до 75 %.

Из моноциклических углеводородов в нефти присутствуют термодинамически устойчивые циклоалканы: пяти- и шестичленные нафтены. Общее содержание нафтеных углеводородов в нефти растёт по мере увеличения ее молекулярной массы.

**Ароматические углеводороды** (арены) – циклические ненасыщенные соединения, в молекулах которых присутствуют циклы из 6 атомов углеводорода с  $\pi$ -сопряжёнными системами. Содержание аренов в нефтях изменяется от 10 до 50 %. С возрастанием молекулярного веса фракций число циклов в молекуле ароматических УВ возрастает. Арены различаются по цикличности:

- моноциклические: бензол и его гомологи: толуол, о-, м-, п-ксилол, этилбензол, проилбензол и другие;

- бициклические: нафталин и его гомологи;
- трициклические: фенантрен, антрацен и их гомологи;
- тетрациклические: пирен и его гомологи и другие.

**Гибридные углеводороды**, преимущественно **церезины** – углеводороды смешанного строения: парафино-нафтенowego, парафино-аро-матического, нафтенo-ароматического. Это твёрдые углеводороды с фрагментами длинноцепочных структур, содержащих циклановое или ароматическое кольцо. Они входят в состав парафиновых отложений в процессах добычи и подготовки нефти.

В зависимости от преимущественного содержания в нефти одного или нескольких классов углеводородов она **классифицируется** как парафиновая (парафинового основания), парафино-нафтеновая, нафтеновая, нафтенo-ароматическая, ароматическая.

**Гетероатомные соединения** – соединения, в которых кроме углерода и водорода в состав молекул входят кислород, сера, азот, металлы, неметаллы. Они разделяются на следующие классы.

**Кислородсодержащие** – фенолы, эфиры, нафтенoвые кислоты, жирные кислоты и другие. Содержание их в нефтях колеблется от 0,1 до 1 %. Иногда в высокосмолистых нефтях содержание кислорода может достигать до 2–3 %. К кислым компонентам относятся карбоновые кислоты и фенолы. Нейтральные кислородсодержащие соединения представлены: кетонами, ангидридами, сложными эфирами и другими.

**Серосодержащие** – меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тиофены и другие. Содержание их в нефтях изменяется от 0,1 до 1–7 %. Кроме того, в нефти может присутствовать сера в свободном состоянии или в виде сероводорода как составляющая природного газа.

**Азотсодержащие** – амины, пиридин, хинолин, пиррол, их производные и другие, содержание их изменяется от 0,001 до 0,4–1 %;

**Порфирины** – это азотистые соединения, в структуре которых расположены четыре пиррольных кольца, координационно соединённые с атомами ванадия или никеля. Содержание их в нефтях меньше 1 %;

**Смолы и асфальтены** – высокомолекулярные соединения, содержащие два и более гетероатома (S, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>). Содержание их в нефтях изменяется от 1 до 35 %.

Подавляющая часть гетероатомных соединений содержится в наиболее высокомолекулярных фракциях нефти, выкипающих выше

300 °С. В нефтях Западной Сибири на их долю приходится  $\approx$  до 15 %.

В нефтях содержатся в малых количествах минеральные вещества, вода и механические примеси.

Состав нефти полностью определяет её физико-химические свойства. Нефти различных месторождений, и даже различных пластов одного месторождения могут отличаться большим разнообразием свойств, вследствие изменчивости термобарической обстановки в пласте, химического состава жидкой и газовой фаз.

## 1.2. Свойства нефти

Разберём свойства нефти, влияющие на технологии подготовки, транспорта и хранения в условиях промысла.

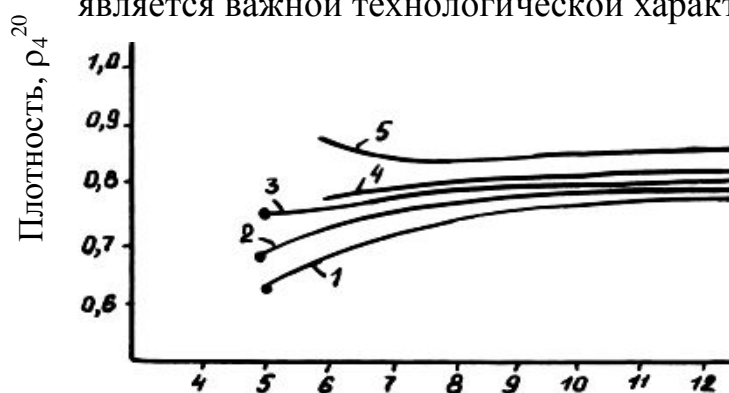
**Плотность** характеризует количество покоящейся массы вещества, выраженной в единице объёма, [кг/м<sup>3</sup>; г/см<sup>3</sup>]:

$$\rho = m/v. \quad (1.1)$$

Для определения плотности используют специальные приборы **плотномеры** (нефтеденсиметр, ареометр), принцип действия которых основан на законе Архимеда. На практике с целью уменьшения погрешности работают с **относительными величинами**. Под **относительной плотностью** ( $\rho^0$ ) понимают отношение величин абсолютной плотности нефти ( $\rho_n$ ) к плотности дистиллированной воды ( $\rho_v$ ), определённой при 4 °С:

$$\rho^0 = \rho_n/\rho_v. \quad (1.2)$$

и Величина плотности отражает состав (рис. 1.2) является важной технологической характеристикой.



Число атомов углерода в молекуле

Рис. 1.2. Зависимости функций распределения относительной плотности от числа атомов углерода в молекуле для: 1 – n-парафинов; 2 – изопарафинов; 3 – циклопентанов; 4 – циклогексанов; 5 – ароматических

Следует различать величины плотности ( $\rho_n$ ) и удельного веса ( $d_n$ ) нефти. **Удельным весом** жидкости называют вес (G) её единицы объёма ( $d_n = G/v$ ). Между ними существует следующая взаимосвязь:  $\rho = m/v = G/v \cdot g = d_n \cdot v/v \cdot g = d_n/g$ . Удельный вес не является физико-химической характеристикой вещества, так как зависит от места измерения.

Обычно плотность сепарированной нефти колеблется в пределах 800–940 кг/м<sup>3</sup>. По величине плотности нефти условно разделяют на **три группы**: лёгкие (800–860), средние (860–900) и тяжелые с плотностью 900–940 кг/м<sup>3</sup>. Цифры в скобках характеризуют интервалы распределения функции плотности для нефтей месторождений Западной Сибири.

**Чем меньше плотность нефти, тем выше выход светлых фракций.** С возрастанием температуры плотность дегазированной (сепарированной) нефти уменьшается. Зависимость плотности нефти от температуры оценивается выражением

$$\rho(T) = \rho_{20} \cdot [1 + \zeta (20 - T)], \quad (1.3)$$

где  $\rho_{20}$  – плотность нефти при 20 °С;

$\zeta$  – коэффициент объёмного расширения (табл. 1.1).

**С повышением температуры в области давлений меньше давления насыщения плотность пластовой нефти будет возрастать.**

Несмотря на то, что все нефти являются слабосжимаемыми жидкостями, **при увеличении давления плотность нефти возрастает**, хотя эти изменения малы по сравнению с их номинальными значениями.

Таблица 1.1

### Значения коэффициента объёмного расширения

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\zeta$ , 1/°С	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\zeta$ , 1/°С
800–819	0,000937	900–919	0,000693
820–839	0,000882	920–939	0,000650
840–859	0,000831	940–959	0,000607
860–879	0,000782	960–979	0,000568
880–899	0,000738	980–999	0,000527

Рассмотрим **пример**. Плотность нефти при температуре 20 °С ( $\rho_{20}$ ) равна 870 кг/м<sup>3</sup>.

Найти: чему равна плотность этой нефти при температуре 10 °С?

Решение. Воспользуемся выражением (1.3) и получим:

$$\rho_{10} = 870 \cdot [1 + 0,000782 \cdot (20 - 10)] = 876,8 \text{ кг/м}^3.$$

Нефти – слабосжимаемые жидкости и все-таки, при увеличении давления плотность нефти возрастает, хотя эти изменения малы по сравнению с их номинальными значениями. Изменение величины плотности нефти при изменении давления можно оценить, используя зависимости:

$$\rho(P) = \rho_{20} \cdot [1 + \beta \cdot (P - P_0)] \quad (1.4)$$

или 
$$\rho(P) = \rho_{20} \cdot [1 + (P - P_0)/K], \quad (1.5)$$

где  $\rho_{20}$  – плотность нефти при стандартных условиях;

$\beta$  – коэффициент сжимаемости нефти, 1/Па;

$P$  – давление, Па;

$P_0$  – атмосферное давление, Па;

$K$  – модуль упругости нефти, Па.

Средние значения коэффициентов сжимаемости нефти ( $\beta$ ) составляют 0,7–4 ГПа<sup>-1</sup>, среднее значение модуля упругости нефти ( $K=1/\beta$ ) составляет  $\approx 1,3 \cdot 10^9$  Па.

Рассмотрим **пример**. Плотность нефти при давлении 0,1 МПа равна 870 кг/м<sup>3</sup>.

Найти: какова будет плотность этой нефти при давлении 6,0 МПа, если температура не изменится?

Решение. Воспользуемся формулой (1.5) и получим

$$\rho_{6,0} = 870 \cdot [1 + (6,0 - 0,1) \cdot 10^6 / 1,3 \cdot 10^9] \approx 874 \text{ кг/м}^3.$$

Для газированных нефтей плотность нефти зависит не только от состава нефти, давления, температуры, но и количества растворённого газа. **С увеличением количества растворенного углеводородного газа величина плотности уменьшается.** Неуглеводородные компоненты природного газа, растворяясь в нефти, неодинаково влияют на величину её плотности. Это особенно относится к азоту.

**Вязкость нефти** – важнейшее технологическое свойство нефтяной системы, определяющее её текучесть. Величина вязкости учитывается при оценке энергетических затрат на транспортировку, скорости транспортировки, технологии перекачки и других параметров.

Нефть – неидеальная система. С точки зрения химии

углеводороды и гетероатомные соединения взаимодействуют друг с другом. Природа сил взаимодействия электростатическая и электродинамическая. Параметр вязкости наиболее тесно отражает эти взаимодействия и величина его коррелирует со степенью их проявления.

С точки зрения математики все наблюдаемые макропараметры нефтяных систем нельзя рассчитывать по принципу аддитивности, и это наиболее полно проявляется при оценке вязкости.

**Вязкость (абсолютная, динамическая)** характеризует силу трения (внутреннее сопротивление жидкости её движению), возникающую между двумя смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении. **Вязкость жидкости проявляется только при её перемещении.**

**Динамическая вязкость** определяется по уравнению Ньютона:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy}, \quad (1.6)$$

где,  $A$  – площадь перемещающихся слоёв жидкости;

$F$  – сила, требующаяся для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину  $dv$ ;

$dy$  – расстояние между движущимися слоями жидкости;

$dv$  – разность скоростей движущихся слоёв жидкости;

$\mu$  – коэффициент пропорциональности, динамическая вязкость.

Размерность динамической вязкости определяется из уравнения (1.6):

- система СИ  $\rightarrow$  [Па·с, мПа·с];
- система СГС  $\rightarrow$  [Пз (пуаз) = г/(см · с), сПз (сантипуаз)];
- 1 сПз =  $10^{-3}$ ·кг/м · с =  $10^{-3}$ ·Па · с.

Для расчётов используют, особенно в гидравлике параметр **кинематическую вязкость** – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой с учётом силы тяжести:

$$\nu = \mu/\rho. \quad (1.7)$$

Единицы измерения кинематической вязкости:

- система СИ  $\rightarrow$  [м<sup>2</sup>/с, см<sup>2</sup>/с, мм<sup>2</sup>/с];
- система СГС  $\rightarrow$  [Ст (стокс), сСт (сантистокс)];
- 1сСт =  $10^{-2}$  Ст =  $10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с = 1мм<sup>2</sup>/с.

Определение динамической вязкости нефти весьма затруднительно. На практике определяют относительную вязкость, а

по ней кинематическую и абсолютную. Относительная вязкость показывает во сколько раз вязкость данной нефти при данной температуре больше или меньше вязкости воды (вязкость воды при 20 °С ≈ 1 сПз). Относительную вязкость определяют с помощью вискозиметра Энглера, то есть оценивают отношение времени истечения испытуемой жидкости при температуре (t) ко времени истечения такого же объёма воды при 20 °С.

По относительной вязкости вычисляют коэффициент кинематической вязкости. По выражению (1.7) определяют динамическую вязкость нефти при температуре (t) при известной плотности, как  $\mu = \nu \cdot \rho$ .

Вязкость нефтей России при 20 °С приблизительно в 1,3–310 превышает вязкость воды (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Основные параметры нефтей России

Нефтедобывающий район	Плотность, ( $\rho_{20}$ ), кг/м <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость ( $\nu_{20}$ ), мм <sup>2</sup> /с	Температура застыв., °С	Содержание парафина, %
<b>Края:</b> Краснодарский	771–938	1,6–310,3	-54–3	0,5–8,3
Ставропольский	803–862	5,3–11,7	4–29	6,5–23,6
<b>Республики:</b> Башкортостан	846–918	6,7–89,8	-21– -70	2,1–6,8
Дагестан	802–886	10,4–48,7	-24– -13	5,7–25,5
Коми	822–849	6,2–13,8	-10– -40	2,0–10,4
Татарстан	846–910	8,7–98,3	-30– -52	3,5–5,1
Чеченская	789–924	3,0–163,4	-4– -60	0,8–8,5
<b>Области:</b> Астраханская	762–879	1,3–13,6	-40–30	3,8–26,0
Волгоградская	798–923	3,0–163,4	-60– -4	0,8–8,5
Куйбышевская	790–882	2,5–27,1	-34–9	2,9–10,2
Оренбургская	808–933	4,2–57,4	-56– -15	1,8–7,1
Пермская	802–960	4,2–161,8	-60– -13	2,0–10,4
Саратовская	819–847	5,3–36,3	0–16	6,6–10,4
Томская	839–860	5,3–12,6	-52– -4	1,2–4,4
Тюменская	855–880	9,1–25,5	-30– -9	2,5–7,2

При повышении давления величина вязкости несколько возрастает, но незначительно. С возрастанием температуры вязкость нефти уменьшается, а с понижением – возрастает, особенно интенсивно при отрицательных значениях температуры (рис. 1.3).

Вязкость нефти уменьшается с повышением количества

углеводородного газа растворенного в ней (рис. 1.3). Чем выше молекулярная масса газа, то есть чем больше содержания газового компонента с большей молекулярной массы УВ (от  $\text{CH}_4$  к  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), растворенного в нефти, тем ниже вязкость нефти. Это объясняется увеличением доли неполярных углеводородов (газ можно рассматривать как идеальную систему).

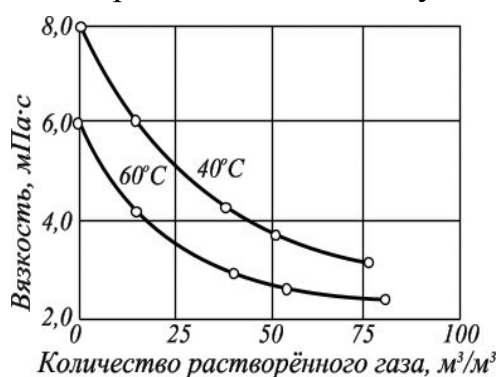


Рис. 1.3. Изменение вязкости нефти Балаханского месторождения при насыщении её газом

С увеличением количества азота, растворенного в нефти, вязкость последней при повышенных термобарических условиях будет возрастать.

Характер абсолютного изменения вязкости зависит от химического состава (рис. 1.4).

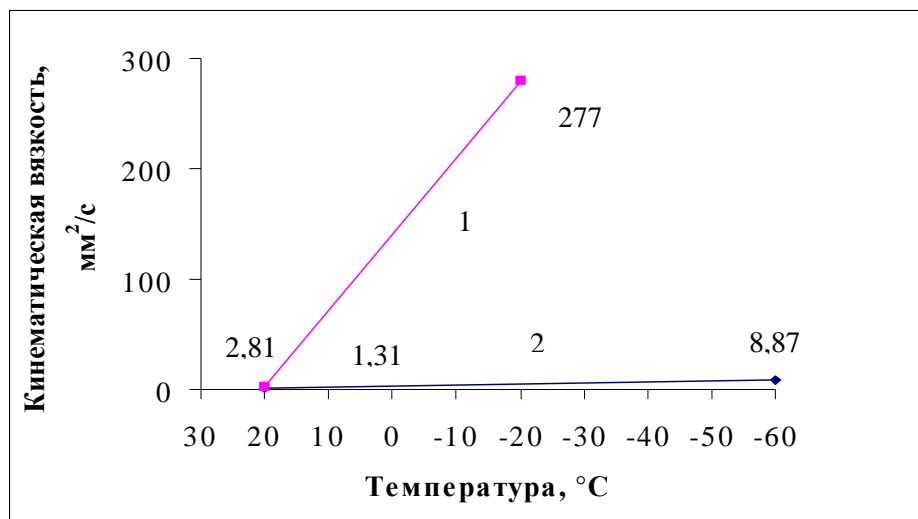


Рис. 1.4. Характер температурного изменения величины кинематической вязкости углеводородов: 1 – арен состава  $\text{C}_9$ ; 2 – алкан  $\text{C}_9$

Вязкость смесей ароматических УВ (аренов) больше вязкости смесей алканов. Нефти с высоким содержанием ароматических углеводородов более вязкие, чем нефти парафинового основания. Чем больше в нефти содержится смол и асфальтенов, тем выше её вязкость. Вязкость "сырых" нефтей больше вязкости сепарированных.

Величины вязкости и плотности для нефтяных систем коррелируют. Более тяжелые нефти, как правило, и более вязкие.



**Текучесть и вязкость** влияет на **реологические свойства нефти**.

Реология – наука, изучающая механическое поведение твердо-жидкообразных тел, структурно–механические свойства нефти.

В уравнении (1.6) координату скорости ( $dv$ ) можно представить как  $dx/dt$ , где  $x$  – длина пути в направлении скорости движения  $v$ , а  $t$  – время. **Текучесть** ( $\phi$ ) – величина обратная вязкости и связанная с ней соотношением:

$$\phi = \frac{1}{\mu}. \quad (1.8)$$

Величина  $dx/du$  характеризует сдвиг ( $\gamma$ ) слоев, деформацию.

Соотношение  $F/A$  – есть величина касательного напряжения ( $\tau$ ), развиваемое в движущихся слоях жидкости. Тогда для ньютоновской жидкости уравнение Ньютона можно записать:

$$d\gamma/dt = \tau/\mu. \quad (1.9)$$

Уравнение (1.9), описывающее связь между касательным напряжением ( $\tau$ ) и скоростью сдвига ( $d\gamma/dt$ ), называется **реологическим**.

Величина вязкости характеризует коэффициент пропорциональности касательного напряжения сдвига между слоями нефти (рис. 1.5), перепаду скоростей движения этих слоёв, рассчитанному на единицу расстояния между ними.

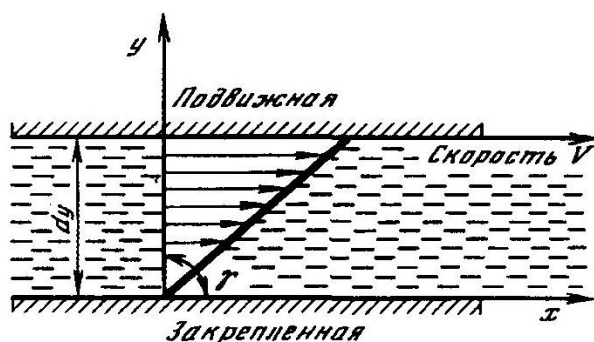


Рис. 1.5. Схема сдвига слоев жидкости

При движении ньютоновской жидкости по круглой трубе касательное напряжение ( $\tau$ ) пропорционально градиенту скорости ( $\omega$ ):

$$\tau = \mu \cdot (d\omega/dr). \quad (1.10)$$

Для жидкости, заполняющий трубопровод диаметром ( $D$ ) и длиной ( $L$ ), условие равномерного движения под действием перепада давления ( $\Delta P$ ) имеет вид:

$$\Delta p \cdot (\pi \cdot D^2/4) - \tau \cdot \pi \cdot D \cdot L = 0, \quad (1.11)$$

где  $\tau$  – касательное напряжение на стенке трубопровода.  
 Перепад давления, необходимый для осуществления перекачки, оценивается как

$$\Delta p = \tau \cdot (4 \cdot L/D). \quad (1.12)$$

то есть перепад давления прямо пропорционален величине касательных напряжений ( $\tau$ ). Величина вязкости определяет способ транспортировки нефтей по трубопроводам. Маловязкие нефти перекачиваются при температуре окружающей среды, а высоковязкие или с маловязкими разбавителями или с предварительным подогревом.

В зависимости от состава нефтей их реологические свойства характеризуются различными **линиями консистентности**, которые характеризуют соответствующие свойства пространственных структур (нефтяных дисперсных систем).

Пространственные структуры, образующиеся в нефти описываются различными графическими зависимостями между напряжением сдвига и скоростью сдвига (рис. 1.6)  $d\gamma/dt = f(\tau)$ .

Движение вязкопластичной и дилатантной жидкости аппроксимируется степенным законом зависимости касательного напряжения ( $\tau$ ) от модуля скорости деформации ( $d\gamma/dt$ ):

$$\tau = K \cdot (d\gamma/dt)^n, \quad (1.13)$$

где  $K$  – мера консистенции жидкости;  
 $n$  – показатель функции.

С увеличением вязкости величина консистенции жидкости возрастает. Линии консистентности (рис. 1.6) для различных типов реологических стационарных неньютоновских жидкостей приведены ниже.

При  $n=1$  уравнение (1.13) описывает течение ньютоновской жидкости (рис. 1.6, кривая 3), которая проявляет упругие свойства. К ньютоновским жидкостям относятся жидкие индивидуальные углеводородов, смеси углеводородов до  $C_{17}$ , газоконденсатные системы, легкие нефти, молекулярные растворы.

При  $n<1$  поведение нефти (кривая 2) соответствует псевдопластикам. Нефть соответствует упругопластической жидкости. Примером могут служить нефти, компоненты которых

склонны к образованию **надмолекулярных структур**, **высокопарафинистые дегазированные нефти**, высокополимерные буровые растворы и другие.

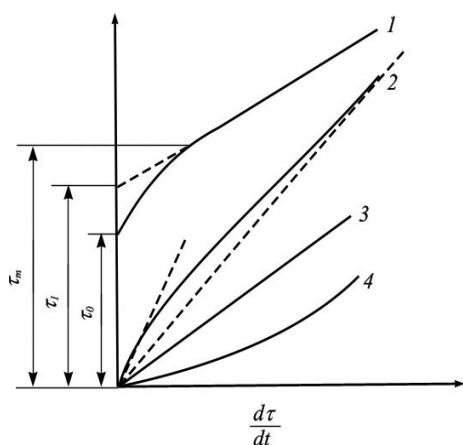


Рис. 1.6. Виды линий консистентности:

- 1 – бингамовские пластики;
- 2 – псевдопластики;
- 3 – ньютоновские жидкости;
- 4 – дилатантные жидкости

При  $n > 1$  поведение нефти соответствует **дилатантной (вязкопластической) жидкости** (кривая 4). Примером могут служить буровые растворы, водные растворы полимеров, применяемые для повышения нефтеотдачи, представляющие собой высокомолекулярные соединения со сложным строением молекул и другие.

Реологическая кривая 1 относится к бингамовским пластикам. В этом случае нефть **проявляет свойства пластической жидкости**. В состоянии равновесия нефтяная система ведет себя как пластическая жидкость (рис. 1.6) и обладает некоторой пространственной структурой, способной сопротивляться сдвигающему напряжению ( $\tau$ ), пока величина его не превысит значение статического напряжения сдвига ( $\tau_0$ ). После достижения некоторой скорости сдвига нефть способна течь как ньютоновская жидкость.

Примером пластической жидкости могут служить нефти с высоким содержанием парафина при температурах ниже температуры кристаллизации, аномально-вязкие нефти с высоким содержанием асфальтенов, структурированные коллоидные системы, используемые для повышения нефтеотдачи пласта.

Количество энергии, которое необходимо затратить для нагревания аномально вязких или высокопарафинистых нефтей, зависит от их теплоёмкости и других тепловых свойств нефти. **Тепловые свойства нефтей** характеризуются теплоёмкостью, теплопроводностью, теплотой сгорания.

Под **теплоёмкостью** ( $c_p$ ) понимается количество теплоты ( $dQ$ ), которое необходимо передать единице массы этого вещества ( $M$ ), чтобы повысить его температуру ( $dT$ ) на  $1^\circ$  Цельсия или Кельвина

$$c_p = dQ/M \cdot dT. \quad (1.14)$$

Величина теплоёмкости зависит от температуры, поэтому каждое её значение необходимо относить к определенной температуре ( $c_t$ ) или к интервалу температур. Для большинства нефтей величины теплоёмкости ( $c_t$ ) лежат в пределах: 1500–2500 Дж/(кг·К)  $\approx$  350–600 кал/(кг·К) при температурах от 0 до 50 °С. Теплоемкость пресной воды = 4190 Дж/(кг·К).

Для повышения температуры нефти объёма ( $V$ ) с плотностью ( $\rho$ ) от температуры ( $T_1$ ) до ( $T_2$ ) необходимо затратить количество ( $Q$ ) энергии, равное:

$$Q = \rho \cdot c \cdot (T_2 - T_1) \cdot V. \quad (1.15)$$

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

Коэффициент теплопроводности ( $\lambda$ ) 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:

$$dQ = \lambda \frac{dT}{dx} S dt. \quad (1.16)$$

Коэффициент теплопроводности ( $\lambda$ ) для нефтей находится в интервале 0,1–0,2 Вт/(м·К).

**Теплота сгорания** (теплотворная способность) характеризует количество тепла, выделившегося при полном сгорании 1 кг топлива до углекислоты и воды. Различают высшую ( $Q_v$ ) и низшую ( $Q_n$ ) теплоту сгорания.

Высшая теплота сгорания – это количество тепла, выделившегося при сгорании 1 кг топлива при наличии в нём влаги.

Низшая теплота сгорания – это количество тепла, выделившегося при сгорании 1 кг топлива за вычетом тепла, направленного на испарение воды и влаги.

Высшая теплота сгорания отличается от низшей на величину теплоты полной конденсации водяных паров, образующихся при сгорании углеводородов. Теплота испарения воды  $\approx$  600 ккал/кг, а количество воды в продуктах сгорания складывается из влаги топлива ( $W$ ) и воды ( $9H$ ), образующейся при сгорании водорода ( $2H_2 + O_2 = 2H_2O$ ). При сгорании 1 кг водорода образуется 9 кг воды. Разность

между высшей и низшей теплотой сгорания составляет:

$$Q_v - Q_n = 600 \cdot (W + 9H). \quad (1.17)$$

Теплота сгорания растёт с увеличением молекулярной массы углеводорода и влажности. Наибольшей величиной теплотворной способности обладают бензины ( $\approx 11230$  ккал/кг). При переходе к тяжёлым фракциям теплотворная способность снижается. Наименьшую величину теплоты сгорания имеют мазуты ( $\approx 10843$  ккал/кг).

Теплоту сгорания определяют экспериментально сжиганием топлив в калориметрах или оценивают по эмпирическим формулам, например по формуле Д.И. Менделеева:  $Q = 81 \cdot C + 300 \cdot H - 26 \cdot (O - S)$ , ккал/кг ( $C, H, O, S$  – содержание в топливе углерода, водорода, кислорода и серы в %) или Крэнга  $\rightarrow Q_v = 12400 - 2100 \cdot d^2$  ( $d$  – удельный вес) или по эмпирическому выражению  $Q_n = Q_v - 50,45 \cdot H$ .

**Температура застывания** имеет существенное значение для транспортировки нефти. Температурой застывания нефти принято считать температуру, при которой нефть, налитая в пробирку под углом  $45^\circ$ , остаётся неподвижной в течение одной минуты.

Нефть – многокомпонентная система, поэтому переход её из одного агрегатного состояния в другое совершается не при конкретной температуре, а в некотором интервале. Величина температуры застывания является **условной величиной** и существенно зависит от химического состава нефти. От содержания в ней парафина, смол и асфальтенов. Параметр температуры застывания с содержанием парафина линейно взаимосвязаны (табл. 1.2).

Для маловязких нефтей величина температуры застывания составляет  $-25^\circ\text{C}$  и их транспорт ведут при температуре окружающей среды. С увеличением содержания парафина температура застывания увеличивается и может достигать значения  $+30^\circ\text{C}$  (нефти полуострова Мангышлак).

**Испарение** – процесс перехода вещества из жидкого (или твёрдого) 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, то есть при отводе газа, принцип Ле-Шателье.

При статическом испарении газовое пространство не насыщено парами жидкости, то есть упругость паров ( $Q_i$ ) меньше давления окружающей среды ( $p$ ) ( $Q_i < p$ ).

При повышении температуры упругость насыщенного пара ( $Q_j$ ) над жидкостью становится равной давлению окружающей среды и испарение происходит не только с поверхности жидкости, но и с глубоких слоев жидкости, то есть из объёма жидкости. Процесс называется **кипением**. Жидкость закипает и насыщает газовое пространство над жидкостью своими парами. **Процессы кипения и испарения - различные типы фазового превращения.**

Процесс испарения интенсифицируется с повышением температуры и понижением давления. Для отрыва молекул от жидкой фазы и перехода их в паровую (газообразную) необходимо затратить энергию.

Она называется скрытая теплота испарения, по своей величине равна теплоте конденсации:

$$H_{\text{исп}} = H_{\text{конд}} = h(p, T). \quad (1.18)$$

По мере приближения давления и температуры к критическим величинам величина теплоты испарения ( $H_{\text{исп}}$ ) уменьшается. При испарении в адиабатических условиях тепло отбирается от испаряемой жидкости, вследствие чего происходит её охлаждение.

Испарение в закрытой ёмкости происходит до тех пор, пока насыщенные пары вещества не заполнят пространство над жидкостью.

**Испаряемость** нефти находится в прямо пропорциональной зависимости от её **давления насыщенных паров**.

Под **давлением насыщенных паров** понимается давление, создаваемое парами компонентов нефти в газовой фазе, соответствующее моменту прекращения испарения. Испарение жидкости или конденсацию паров осуществляют различными способами: однократным, многократным, постепенным.

**Однократное испарение** или **однократная конденсация** - это процессы, при которых, образовавшиеся паровая и жидкая фазы не разделяются до окончания процесса, а при достижении конечной температуры их разделяют в один приём - однократно.

При этом принимают, что образовавшиеся паровая и жидкая фазы находятся в состоянии равновесия.

При испарении многокомпонентной смеси происходит постепенное изменение её состава по мере изменения температуры. Скорость испарения компонентов нефти зависит от содержания в ней лёгких фракций и от температуры.

Агрегатное различие фаз (жидкость-газ) при одинаковых термобарических условиях определяется только количественным различием содержания компонентов в сосуществующих фазах, в конечном итоге, только различием их компонентного состава.

Если образовавшиеся при испарении или кипении пары отводятся и конденсируют, то такой процесс называется дистилляцией или перегонкой. При постоянном давлении ( $p = \text{const}$ ) в процессе перегонки для каждой химически чистой жидкости (однородная система) существует строго своя температура кипения ( $t_{\text{к},n}$ ), характеризующая электронное строение соединения  $\Rightarrow t_{\text{Клиn}} = f(\text{строения})$ .

В гомологическом ряду температура кипения возрастает с увеличением молекулярной массы вещества ( $M$ )  $\Rightarrow t_{\text{Клиn}} = f(M)$ .

Температура вещества при данном давлении является константой. В смеси каждое соединение имеет свою величину упругости насыщенного пара. Нефть - многокомпонентная система и говорить о температуре кипения её нельзя. Понятие "температура кипения нефти" не имеет физического смысла.

Углеводороды при постоянно повышающейся температуре отгоняются в порядке возрастания их температур кипения или в порядке уменьшения их давления насыщенных паров.

В процессе перегонки сначала отгоняются компоненты с большей упругостью насыщенного пара и более низкой температурой кипения (легко и низкокипящие).

В системе координат ( $t_{\text{Клиn}}$  - выход компонента, %) выкипание чистых компонентов и их смесей может быть изображено ломаными линиями (ABC, рис. 1.7). Горизонтальные участки (A и B) и им подобные характерны для чистых веществ, и отвечают температурам кипения индивидуальных соединений. Для индивидуального вещества температура на кривой выкипания остается постоянной (горизонтальный участок), так как пока оно кипит в области двухфазного состояния макроскопические параметры: плотность, вязкость и другие не меняются.

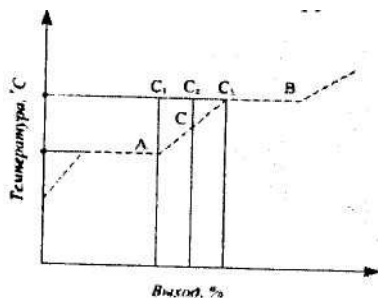


Рис. 1.7. Зависимость выкипания чистых веществ A и B и их смесей:

$C_j$  - начальная;  $C_2$  - средняя;  $C_3$  - конечная точки кипения

Если вещества склонны образовывать азеотропы, то горизонтального участка практически может не наблюдаться, а

только наклонный (С, рис. 1.7). Из анализа этого участка очень сложно определить истинные температуры кипения индивидуальных веществ. Практически все компоненты в силу полярности участвуют в образовании ассоциатов, комплексов и пр. Моделирование взаимосвязи между фракционным и вещественным составом нефтяных фракций на примере бензинов позволяет это представить наглядно (рис. 1.8).

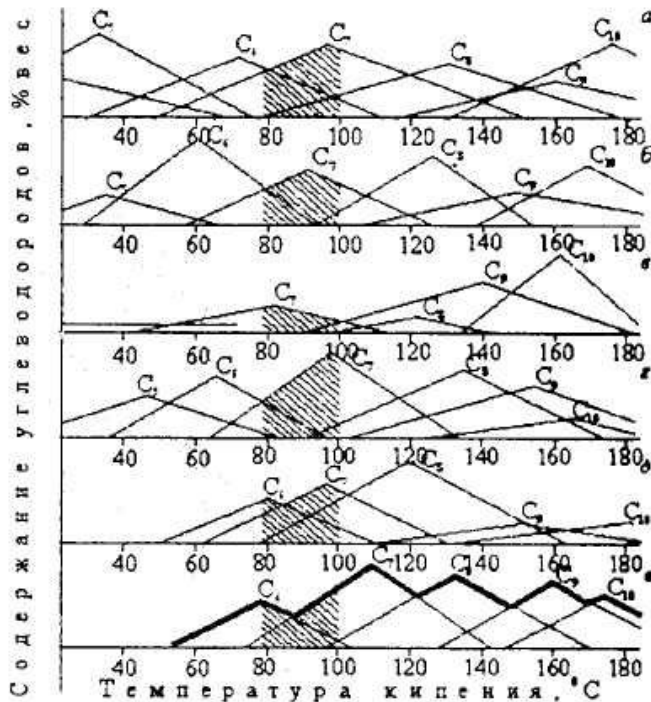
Известно, что зависимости выкипания УВ характеризуются специфическими временными интервалами, определяемыми явлением по-лиазеотропии и технологическими особенностями процесса перегонки. Параметр давления насыщенных паров УВ очень чувствителен к изменению температур кипения, молекулярной массе и структуре компонентов. При возрастании молекулярной массы УВ, общее давление в системе растёт, а парциальные давления компонентов соответственно уменьшаются, что влияет на распределения УВ во фракциях (рис. 1.8).

Задача связать выход фракции (отгон) с составом для такой сложной смеси как нефть всегда интересна и актуальна. Решение её на практике сводится к построению кривых "истинных температур кипения" (ИТК). Применяемый метод однократного разделения при разгонке нефти в лабораторных условиях на аппарате АРН-2 является самым неточным методом.

Постепенное испарение (дифференциальное испарение) - испарение при котором выделившийся из нефти газ непрерывно отводится из системы. Строгое соблюдение условий дифференциального разделения в лабораторных условиях затруднено, поэтому этот процесс заменяют ступенчатым разделением, используя многократное разделение с конденсацией и ректификацией паров.

Построение кривых ИТК осуществляется для реальной оценки содержания нефтяных фракций и проводится на основе однократного разделения по отгону 10-и градусных фракций, отмечая при этом температуры паров и температуры конденсации. Отобранные фракции взвешиваются, учитывается также остаток и потери. Разделение проводят дважды. На основе параллельного эксперимента проводят построение кривых ИТК. Обычно для разгонки берут 3 кг нефти.





**Рис. 1.8.** Распределения углеводородов бензиновой фракции нефти Ломового месторождения. Заштрихованной областью показана узкая фракция 80<sup>00</sup> °С: а - n-парафины; б — монозамещенные изопарафины; в - дизамещенные изопарафины; г - циклопентаны; д - циклогексаны; е — арены

Применяется и метод дифференциального отгона с ректификацией 3-х градусных фракций

или 5-и. Точность метода зависит не столько от диапазона отобранных фракций, сколько от числа теоретических тарелок. Чем больше число теоретических тарелок, тем точнее получается кривая ИТК. Например, как частный случай четкого разделения можно привести метод ГЖХ (газожидкостной хроматографии).

Температура вспышки или воспламенения ( $T_{\text{восп.}}$ ) - это температура, до которой необходимо нагреть нефть в закрытом тигле, чтобы его пары образовывали с воздухом взрывчатую смесь, воспламеняющуюся при поднесении к ней открытого огня. Чем больше в нефти лёгких фракций, тем ниже температура её. вспышки.

Пожаровзрывоопасность нефти и нефтепродуктов характеризуется способностью смесей их паров с воздухом воспламеняться и взрываться. Пожароопасность нефтей и нефтепродуктов определяется величинами температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения.

Под температурой вспышки паров ( $T_{\text{всп}}$ ) понимают температуру, при которой пары жидкости, нагретой при определенных условиях, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней открытого пламени. Углеводородные жидкости с температурой вспышки 61 °С и ниже относятся к легковоспламеняющимся, выше 61 °С - к горючим.

Под температурой воспламенения понимают температуру, при которой жидкость при поднесении открытого пламени горит. Обычно температура воспламенения на 10-50 °С выше температуры вспышки. Под температурой самовоспламенения понимают

температуру нагрева жидкости, при которой ее пары воспламеняются без поднесения открытого огня.

В зависимости от температуры воспламенения установлено выделяют пять групп пожароопасных смесей:  $T_1 > 450$  °С;  $T_2 = 300-450$  °С;  $T_3 = 200-300$  °С;  $T_4 = 135-200$  °С;  $T_5 = 100-135$  °С.

Взрывоопасность нефтей и нефтепродуктов характеризуется величинами нижнего и верхнего пределов взрываемости.

Нижний предел взрываемости - это концентрация паров жидкости в воздухе, ниже которой не происходит вспышки смеси из-за избытка воздуха и недостатка паров при внесении и эту смесь горящего предмета. Верхний предел взрываемости соответствует такой концентрации паров нефти и нефтепродуктов в воздухе, выше которой смесь не взрывается, а горит. Значения концентрации паров между нижним и верхним пределами взрываемости называют интервалом взрываемости. Для нефтей и нефтепродуктов интервал взрываемости составляет от 2 до 10 %.

**Электризация** углеводородных жидкостей обусловлена их высоким электрическим сопротивлением, то есть диэлектрическими свойствами. Диэлектрическая проницаемость ( $\epsilon$ ) показывает, **во сколько раз взаимодействие между электрическими зарядами в данном веществе меньше, чем в вакууме**, при прочих равных условиях.

Теоретически считается, что если у вещества величина  $\epsilon < 2,5$ , то Теоретически считается, что если у вещества величина  $\epsilon < 2,5$ , то вещество считается диэлектриком.

Величины диэлектрической проницаемости изменяются в следующих диапазонах: . для воздуха—\* 1-1,0006; . 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.

При трении частиц нефти между собой, о стенки трубопроводов, ёмкостей возникают заряды статического электричества величиной до нескольких десятков киловольт. Для воспламенения же достаточно разряда мощностью 4-8 кВт.

Защита от разрядов статического электричества для трубопроводного транспорта и ёмкостей аппаратов основана на двух методах: . заземление токопроводящих элементов оборудования; . ограничение скоростей перекачки, не более 10 м/с.

**Токсичность** нефтей и нефтепродуктов заключается в том, что их пары оказывают отравляющее действие на организм.

### 1.3. Свойства воды

Пластовые воды характеризуются набором свойств, которые влияют на процессы сбора и подготовки скважинной продукции, скорость движения жидкости по трубопроводам, различного рода осложнения в работе промышленного транспорта. К основным свойствам относятся описанные ниже.

**Минерализация пластовой воды** характеризует содержание в ней растворённых солей в  $\text{кг/м}^3$ ,  $\text{г/м}^3$ ,  $\text{г/л}$ ,  $\text{мг/л}$ . В пластовых водах всегда растворено некоторое количество ( $Q$ ) солей. По степени минерализации пластовые воды делятся на четыре группы:

- рассолы ( $Q > 50 \text{ г/л}$ );
- солёные ( $10 < Q < 50 \text{ г/л}$ );
- солоноватые ( $1 < Q < 10 \text{ г/л}$ );
- пресные ( $Q \leq 1 \text{ г/л}$ ).

Минерализация пластовой воды растёт с глубиной залегания пластов. Минерализация вод нефтяных месторождений колеблется от нескольких сотен  $\text{г/м}^3$  в пресной воде до  $300 \text{ кг/м}^3$  в концентрированных рассолах.

В пластовой воде содержатся ионы растворённых солей:

- анионы:  $\text{OH}^-$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ;
- катионы:  $\text{H}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{3+}$ ;
- ионы микроэлементов:  $\text{I}^-$ ,  $\text{Br}^-$ ;
- коллоидные частицы  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ;
- нафтеновые кислоты и их соли.

Больше всего в воде содержится хлористых солей, до 80–90 % от общего содержания солей.

В количественном отношении катионы солей пластовых вод располагаются в следующий ряд:  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Fe}^{3+}$ .

Большое значение на растворимость солей и увеличение их концентрации в пластовых водах оказывают температура а для вод гидрокарбонатного типа и парциальное давление  $\text{CO}_2$ .

Максимальная растворимость  $\text{CaCO}_3$  в воде наблюдается при  $0^\circ\text{C}$ , с возрастанием температуры она падает.

Максимальная растворимость гипса ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) в воде наблюдается при  $40^\circ\text{C}$ . С дальнейшим возрастанием температуры она уменьшается.

С увеличением парциального давления  $\text{CO}_2$  растворимость  $\text{CaCO}_3$  возрастает. Уменьшение давления в системах сбора и подготовки скважинной продукции усиливает процесс выпадения солей  $\text{CaCO}_3$  и составляющих комплексных кристаллических осадков: гипса, ангидрида, сульфата бария.

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

Величина минерализации коррелирует с плотностью пластовых, подтоварных и технических вод. В среднем плотность пластовых вод изменяется в диапазоне 1010–1210 кг/м<sup>3</sup>.

Однако встречаются и исключения, например плотность пластовых вод может достигать величины 1450 кг/м<sup>3</sup>.

Пластовые воды месторождений нефти Томской области имеют небольшую плотность, они – слабоминерализованы. Величины их изменяются в интервале:

для мезозойских залежей 1007–1014 кг/м<sup>3</sup>;

для палеозойских 1014–1048 кг/м<sup>3</sup>;

для сеноманского горизонта 1010–1012 кг/м<sup>3</sup>.

**Тип воды.** По типу растворённых 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, обусловленный наличием карбонат – CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>, или бикарбонат – HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> аниона.

Соли всех остальных кислот относятся к **хлоркальциевому типу**. В основном это соли соляной кислоты – хлориды и тип воды, обусловленный наличием Cl<sup>-</sup> – аниона, сульфаты и тип воды содержит SO<sub>3</sub><sup>2-</sup> сульфит-анионы или SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> сульфат-анионы.

Тип воды влияет и на величину вязкости. Наибольшую вязкость имеют воды хлоркальциевого типа воды. Вязкость их приблизительно в 1,5–2 раза больше вязкости чистой воды (рис. 1.7).

С возрастанием минерализации пластовых вод вязкость их возрастает. Влияние давления на величину вязкости пластовых вод проявляется двояко.

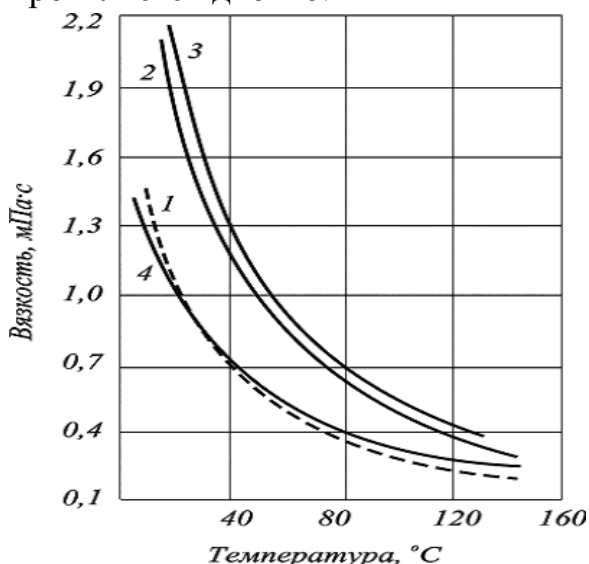


Рис. 1.7. Зависимости вязкости различного типа вод от температуры по В. И. Сергеевич и Т. П. Жузе:  
1 – вода Каспийского моря при 29,4 Мн/м<sup>2</sup>;  
2,3 – хлоркальциевый тип воды Туймазинского месторождения при 19,6 Мн/м<sup>2</sup> и 29,4 Мн/м<sup>2</sup>; 4 – чистая вода

при 29,4 Мн/м<sup>2</sup>

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

Влияние температуры проявляется косвенное, через растворимость солей.

Содержание водородных ионов в воде определяется **показателем концентрации водородных ионов**, которое равно отрицательному логарифму концентрации ионов водорода:

$$pH = - \lg C_{H^+}, \quad (1.18)$$

где  $C_{H^+}$  – концентрация ионов водорода.

В зависимости от величины рН воды подразделяются на следующие:

- 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 зависит от температуры и давления, то эти параметры влияют на величину рН. **С возрастанием температуры рН уменьшается** и это обстоятельство необходимо учитывать.

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

Соли промысловых вод влияют и определяют её **жесткость**. Жесткость различают **временную** (карбонатную) и **постоянную** (некарбонатную). Временная жесткость или карбонатная ( $J_K$ ) обусловлена содержанием в воде карбонатов или гидрокарбонатов двухвалентных металлов: кальция, магния, железа. Постоянная жесткость или некарбонатная ( $J_{HK}$ ) обусловлена наличием в воде сульфатов или хлоридов (или соли других кислот) двухвалентных металлов: кальция, магния, железа.

Общая жесткость воды определяется как сумма карбонатной и некарбонатной:

$$J_0 = J_K + J_{HK}. \quad (1.19)$$

Жёсткость воды оценивается содержанием в ней солей в миллиграмм эквивалентах на литр  $\left(\frac{\text{мг-экв}}{\text{л}}\right)$ .

$J_k, J_{нк}$  оценивают как сумму жесткостей всех  $i$ -ых ионов ( $\sum g_i$ ):

$$J_0 = \sum g_i. \quad (1.20)$$

Жесткость иона оценивается отношением массы иона к его эквиваленту:

$$g_{v,i} = \frac{m_{v,i}}{\varepsilon_i}, \quad (1.21)$$

где  $m_{v,i}$  – концентрация  $i$ -го иона в воде (мг/л);

$\varepsilon_i$  – эквивалент  $i$ -го иона.

Эквивалент иона оценивается отношением молекулярной массы иона ( $M_i$ ) к его валентности ( $n$ ):

$$\varepsilon_i = \frac{M_i}{n}, \quad (1.22)$$

где  $M_i$  – молекулярная масса иона;

$n$  – валентность иона.

Рассмотрим **пример**. В одном литре воды содержатся ионы в количестве:  $Mg^{+2} = 21 \text{ мг}$  и  $Ca^{+2} = 56 \text{ мг}$ . Найти общую жесткость.

**Решение.** Определим жесткость воды, обусловленную наличием в воде ионов магния и кальция. Воспользуемся формулами (1.19–1.22):

$$J = G \text{ (мг-экв/л)}, \quad g = m/\varepsilon, \quad \varepsilon = M/n,$$

где  $M$  – масса иона;

$n$  – валентность иона.

$$M_{Mg} = 24,3; \quad \varepsilon_{Mg} = 24,3/2 = 12,15 \text{ мг-экв};$$

$$M_{Ca} = 40,08; \quad \varepsilon_{Ca} = 40,08/2 = 20,04 \text{ мг-экв};$$

$$g_{Mg} = 21/12,15 = 1,72 \text{ мг-экв/л};$$

$$g_{Ca} = m/\varepsilon = 56/20,04 = 2,79 \text{ мг-экв/л};$$

$$J_{\text{общ}} = g_{Mg} + g_{Ca} = 1,72 + 2,79 = 4,51 \text{ (мг-экв/л)}.$$

Промысловые воды в зависимости от содержания в них двухвалентных катионов кальция, магния, железа подразделяются на следующие группы жесткости:

- 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.

Временную (карбонатную) жёсткость можно устранить термическим методом, длительным кипячением или химическим методом – добавлением гидроксида кальция  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ . В обоих случаях выпадает в осадок карбонат кальция  $\text{CaCO}_3$ .

Постоянную жёсткость устраняют химическим способом с помощью добавления соды или щёлочи.

Параметр электропроводность промышленных вод имеет широкое применение. Соли промышленных вод – электролиты. Электролитом называются химические соединения, которые при взаимодействии с растворителем водой полностью или частично диссоциируют на ионы.

**Электропроводность** пластовых вод имеет широкое применение. Соли пластовых вод – электролиты. Электролитом называются химические соединения, которые при взаимодействии с растворителем полностью или частично диссоциируют на ионы.

Электрические свойства пластовых вод имеют ионную природу. Пластовая вода проявляет электрические свойства.

Удельная электропроводность ( $\chi$ ) характеризует количество электричества, которое протекает в 1 с через 1  $\text{см}^2$  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 ( $\rho$ ):

$$\chi = L/(\text{RS}), \quad \chi = 1/\rho, \quad (1.23)$$

где R – сопротивление раствора электролита, Ом;

L – расстояние между электродами, м (см);

S – поперечное течение сосуда, в котором находится раствор электролита,  $\text{м}^2$  ( $\text{см}^2$ ).

Удельная электропроводность измеряется в  $(\text{Ом} \cdot \text{м})^{-1}$ ,  $(\text{Ом} \cdot \text{см})^{-1}$ .

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 =  $10^{-10}$ – $10^{-16}$ .

#### 1.4. Свойства газа

Природные газы – это вещества, которые при нормальных (н.у.) и стандартных (с.у.) условиях являются газообразными. В зависимости от условий газы могут находиться в свободном, адсорбированном или растворённом состояниях.

В **пластовых условиях** все нефти содержат растворенный газ. Чем выше давление в пласте, тем больше газа растворенного в нефти. В 1 м<sup>3</sup> нефти содержание растворенного газа может достигать 1000 м<sup>3</sup>. Растворенный газ, по мере снижения давления при добыче, выделяется из нефти. Он называется попутным

Природные газы нефтяной природы состоят из УВ метанового ряда СН<sub>4</sub>-С<sub>4</sub>Н<sub>10</sub>: метана, этана, пропана, изобутана и н-бутана и неуглеводородных (НУВ) компонентов: Н<sub>2</sub>S, N<sub>2</sub>, СО, СО<sub>2</sub>, Н<sub>2</sub>, Аг, Не, Кг, Хе и др. В попутных газах иногда за счёт термобарических условий и фазовых переходов встречаются УВ состава С<sub>5</sub> и выше.

Качественный состав газов нефтяного происхождения всегда одинаков, что нельзя сказать о газах вулканических извержений. Количественное распределение компонентов практически всегда различно.

Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, содержат более 95 % метана (табл. 1.3) и представляют собой, так называемые, сухие газы.

Таблица 1.3  
Состав газа газовых месторождений, объёмный %

Месторождение	СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	N <sub>2</sub>	СО <sub>2</sub>	Относит. плотность
Северо-Ставропольское	98,9	0,29	0,16	0,05	0,4	0,2	0,56
Уренгойское	98,84	0,1	0,03	0,03	1,7	0,3	0,56
Шатлыкское	95,58	1,99	0,35	0,15	0,78	1,15	0,58
Медвежье	98,78	0,1	0,02	–	1,0	0,1	0,56
Заполярье	98,6	0,17	0,02	0,013	1,1	0,18	0,56

Сухость газа оценивается коэффициентом сухости ( $k_{\text{сух}}$ ), величина которого пропорциональна отношению процентного



содержания метана в газе к сумме тяжелых углеводородов. Под **тяжелыми** УВ понимается суммарное содержание углеводородов от этана (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) и выше. Тяжелым нефтям свойственны **сухие** попутные газы с преобладанием метана в их составе. Например, содержание метана в составе попутного газа Русского месторождения Западной Сибири (плотность нефти более 920 кг/м<sup>3</sup>) аналогично содержанию метана в составе газа газового Уренгойского месторождения и составляет около 98,8 об. %. Распределение углеводородов в попутном газе нефтяных месторождений варьируется в диапазоне (табл. 1.4): для метана 35-85 %, тяжелых УВ (C<sub>2</sub> и выше) 20-40 %, реже доходит до 60 %.

Таблица 1.4

Состав попутного газа нефтяных месторождений, объёмный %

Месторождение	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	Относит. плотность
Бавлинское	35,0	20,7	19,9	9,8	5,8	8,4	0,4	1,181
Ромашкинское	38,38	19,1	17,8	8,0	6,8	8,0	1,5	1,125
Самотлорское	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	9,6	0,1	1,010
Узеньское	50,2	20,2	16,8	7,7	3,0	2,3	–	1,010
Трехозерное	48,0	12,2	24,0	11,1	2,6	2,1	–	1,288

Попутный газ газоконденсатных месторождений и лёгких нефтей достаточно **жирный**. Жирность газа характеризуется коэффициентом **жирности** ( $k_{\text{жирн}}$ ), который обратно пропорционален коэффициенту сухости ( $k_{\text{сух}}$ ).

С точки зрения строения все УВ нефтяного газа имеют линейное строение и считаются неполярными. С точки зрения **химии**, если в системе силами взаимодействия между молекулами можно пренебречь, то такую систему можно рассматривать как идеальную.

К газообразным углеводородам с точки зрения **физики** можно применять законы для идеальных систем.

С точки зрения **термодинамики** идеальным называется газ, внутренняя энергия которого зависит только от температуры и для которого справедливы равенства:

$$(\partial E / \partial V)_T = 0, \quad z = P \cdot V / Q \cdot R \cdot T = 1, \quad (1.24)$$

где E – внутренняя энергия парообразования, Дж/моль;

z – коэффициент, характеризующий степень отклонения реального газа от закона идеального газа.

С точки зрения математики к расчёту физико-химических свойств газа, как многокомпонентной смеси можно применять принцип **аддитивности**.

Аддитивный подход к расчёту физико-химических и технологических параметров означает, что каждый компонент газа в смеси ведёт себя так, как если бы он в данной смеси был один.

Следовательно, для оценки макроскопических свойств нефтяного газа (при н.у. и с.у.) применимы аддитивные методы расчётов физико-химических и технологических параметров ( $\Pi_{\text{смеси}}$ ):

$$\Pi_{\text{смеси}} = \sum_{i=1}^n \Pi_i \cdot N_i (g_i, V_i) \quad (1.25)$$

где  $N_i$  – мольная доля;

$g_i$  – весовая доля;

$V_i$  – объёмная доля;

$\Pi_i$  – физико-химическое свойство  $i$ -го компонента.

Для идеальных газов общее давление в системе (смеси газов) равно сумме парциальных давлений компонентов (закон Дальтона):

$$P = \sum_{i=1}^n p_i \quad (1.26)$$

где  $P$  – общее давление смеси газов;

$p_i$  – парциальное давление  $i$ -го компонента в смеси.

Откуда

$$p_i = N_i \cdot P \quad (1.27)$$

$$\sum p_i = P \cdot \sum N_i, \quad \text{где } \sum N_i = 1 \quad (1.28)$$

То есть, парциальное давление компонента в газовой смеси равно произведению его молярной доли на общее давление смеси газов.

Аддитивность парциальных объёмов ( $V_i$ ) компонентов газовой смеси выражается законом Амага:

$$V = \sum_{i=1}^n V_i \quad (1.29)$$

где  $V$  – общий объём смеси газов;

$V_i$  – мольный объём  $i$ -го компонента газа в смеси.

По аналогии с уравнениями (1.27–1.28) мольный объём компонента в газе можно оценить:

$$V_i = N_i \cdot V \quad (1.30)$$

Все физико-химические свойства газа, например, **плотность** смеси газов:

$$\rho_{см} = \sum \rho_i \cdot N_i, \quad (1.31)$$

где  $\rho_i$  – плотность  $i$ -го компонента;

$N_i$  – мольная доля  $i$ -го компонента.

**Молекулярная масса** смеси рассчитывается по 1.32 (левое выражение), если состав выражения в мольных или объёмных долях и по 1.32 (правое выражение) если в массовых процентах:

$$M_{см} = \sum_{i=1}^n M_i \cdot N_i, \quad M_{см} = \frac{100}{\sum g_i / M_i}. \quad (1.32)$$

Для оценки физико-химических свойств нефтяного газа необходимо знать способы выражения состава смеси.

**Массовая доля, весовой состав** ( $g_i$ )  $i$ -го компонента – величина, нормированная на 1 в долях или на 100 %. Она характеризует отношение массы  $i$ -го компонента ( $m_i$ ) в системе к общей массе системы:

$$g_i = \frac{m_i}{\sum_{i=1}^n m_i}; \quad \sum g_i = 1. \quad (1.33)$$

Сумма всех долей величина нормированная на единицу (100%).

**Молярная доля, мольный состав** ( $N_i$ )  $i$ -го компонента – величина, нормированная на 1 в долях или на 100 %, характеризует отношение числа молей  $i$ -го компонента ( $n_i$ ) к общему числу молей компонентов в системе:

$$N_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}; \quad \sum N_i = 1, \quad n_i = \frac{m_i}{M_i}, \quad (1.34)$$

где  $m_i$  – масса  $i$ -го компонента;

$M_i$  – молекулярный вес  $i$ -го компонента.

Из соотношений (1.33–1.34) легко вывести выражения для пересчётов массового и мольного составов:

$$g_i = \frac{N_i \cdot M_i}{\sum N_i \cdot M_i}, \quad N_i = \frac{g_i}{M_i} \times \frac{1}{\sum g_i / M_i}. \quad (1.35)$$

**Объёмная доля**  $i$ -го компонента – величина, нормированная на 1 или на 100 %, характеризует долю ( $V_i$ ), которую занимает компонент в объёме системы. С учётом выражений (1.33–1.35) можно показать взаимосвязь объёмной доли с массовой и мольной долями:

$$V_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^n V_i} = \frac{g_i}{\rho_i} \times \frac{1}{\sum \frac{g_i}{\rho_i}} = \frac{N_i \cdot M_i}{\rho_i} \times \frac{1}{\sum \frac{N_i \cdot M_i}{\rho_i}}. \quad (1.36)$$

Для газа, как идеальной системы, соблюдается соотношение - объёмная доля компонента ( $V_i$ ) равна мольной доли компонента (постулат есть следствие закона Авогадро) ( $N_j$ )  $\Rightarrow V_i = N_j$ . Состав нефтяного можно рассчитать на основе любых данных: масс компонентов, объёмов, плотностей, парциальных давлений и других величин.

**Уравнением состояния** называется аналитическая зависимость между параметрами, описывающими изменение состояние вещества. В качестве таких параметров используются **давление, температура, объём**. Состояние газа при н.у. и су. описывается уравнением **Менделеева-Клапейрона**:

$$PV = QRT, \quad (1.37)$$

где  $P$  - абсолютное давление, Па;  $V$  - объём, м<sup>3</sup>;

$Q$  - количество вещества, моль;

$T$  - абсолютная температура, К;

$R$  - универсальная газовая постоянная, Па·м<sup>3</sup>/(моль·град).

На основе уравнения состояния газа можно рассчитывать многие параметры нефтяного газа: плотность, мольный объём, количество молекул, число молекул, парциальные давления и другие. Если рассматривать количество вещества в уравнении (1.37) равное 1 молю ( $Q=1$  моль), то его можно преобразовать следующим образом:

$$P \cdot V = \sum N \cdot R \cdot T. \quad (1.38)$$

С учётом того, что сумма молей равна единице ( $QTN = 1$  моль), уравнение приобретает вид  $\Rightarrow P \cdot V = R \cdot T$ . Зная, что масса ( $m$ ) одного моля идеального газа равна его молекулярной массе ( $M$ ), то, умножив левую и правую части на молекулярную массу и массу газа, соответственно, получим:

$$P \cdot V \cdot M = m \cdot R \cdot T. \quad (1.39)$$

поделив обе части на  $V \cdot R \cdot T$  и преобразовав (1.39), получим выражение для расчёта плотности:

$$P \cdot M / R \cdot T = m / V, \quad m / V = M \cdot P / R \cdot T, \quad \rho = M \cdot P / R \cdot T. \quad (1.40)$$

Рассмотрим **пример**.

Дан один моль метана  $\text{CH}_4$ .

Найти: какова будет плотность метана при н.у. и с.у.?

**Решение.** Зная, что молекулярная масса метана равна 16,04 г/моль и один моль метана занимает объём при н.у. 22,414 л, а при с.у. 24,055 л, находим:

$$\rho_{\text{CH}_4} (\text{н.у.}) = 16,04 / 22,414 = 0,716 \text{ (г/л)};$$

$$\rho_{\text{CH}_4} (\text{с.у.}) = 16,04 / 24,055 = 0,665 \text{ (г/л)}.$$

Из выражения (1.40), что **плотность газа с возрастанием давления будет расти, а с возрастанием температуры уменьшаться.**

Плотность смеси газовых компонентов рассчитывают с учётом средней молекулярной массы смеси газа ( $M_{\text{см}}$ ) как отношение молекулярной массы смеси газа к его мольному объёму ( $V_M$ ).

Например, для нормальных условий плотность газа будет рассчитываться по выражению:

$$\rho_{\text{см}} = M_{\text{см}} / 22,414. \quad (1.41)$$

Если плотность газа ( $\rho_0$ ) задана при атмосферном давлении, равном 0,1013 МПа, то пересчёт её величины с учётом другого давления ( $P$ ) при той же температуре для идеального газа выполняется по формуле:

$$\rho = \rho_0 \cdot P / P_{\text{атм}}. \quad (1.42)$$

Рассмотрим другой **пример**.

Плотность метана при н.у. равна 0,716 кг/м<sup>3</sup>. Определить плотность метана ( $\text{CH}_4$ ) при избыточном давлении, например при давлении 500 кПа и температуре 0 °С.

**Решение.** В этом случае общее давление (1 атм = 101,325 кПа) в системе будет равно  $P = (500 + 101,325) = 601,325$  кПа.

Зная, что молекулярная масса метана = 16,04 г/моль (кг/кмоль), универсальная газовая постоянная ( $R$ ) = 8,314 Дж/(К·моль), температура ( $T$ ) = 273,15 К, находим плотность метана по (2.20 и 2.22):

$$\rho_{\text{CH}_4} = P \cdot M / R \cdot T = 601,325 \cdot 16,04 / 8,314 \cdot 273,15 = 4,25$$

(кг/м<sup>3</sup>),

$$\rho_{\text{CH}_4} = \rho_0 \cdot P / P_{\text{ат}} = 0,716 \cdot 601,325 / 101,325 = 4,25 \text{ (кг/м}^3\text{)}.$$

**Относительная плотность** газов величина, рассчитанная по отношению к плотности воздуха, определенного при тех же условиях:

$$\rho_{\text{см}}^0 = \rho_{\text{см}} / \rho_{\text{возд}}. \quad (1.43)$$

Плотность воздуха ( $\rho_{\text{возд}}$ ) при н.у. равна  $\approx 1,293 \text{ кг/м}^3$ , а при с.у.  $\approx 1,189 \text{ кг/м}^3$ .

Аналогично из (1.40) находится выражение для мольного объёма:

$$V = R \cdot T / P. \quad (1.44)$$

Мольный объём при атмосферном давлении, и для физических процессов, когда не происходит изменения числа молей в системе, оценивается соотношением:

$$V = R \cdot T, \quad (1.45)$$

где  $R$  – универсальная газовая постоянная;

$T$  – температура, К.

Рассмотрим **пример**.

Найти вид зависимости изменения мольного объёма газа от температуры  $\rightarrow V = f(T)$ .

**Решение.** Воспользуемся выражением (1.45) и получим объём, занимаемый одним молем идеального газа для условий задачи:

$$V_{\text{н.у.}} = 0,08206 \cdot 273,15 = 22,414 \text{ (м}^3\text{)};$$

$$V_{\text{с.у.}} = 0,08206 \cdot 293,15 = 24,055 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Любой газ при н.у. ( $T = 0 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $P = 100 \text{ кПа}$ , 760 мм рт. ст.) занимает объём, равный  $22,414 \text{ м}^3$ , а при с.у. ( $T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $P = 100 \text{ кПа}$ ) занимает объём равен  $24,055 \text{ м}^3$ .

С увеличением температуры мольный объём газа увеличивается, а с возрастанием давления уменьшаться (1.44).

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  $^\circ\text{C}$ . При повышенном давлении газ сжимается. Его состояние отличается от поведения идеальных газов. Молекулы газов становятся склонными к ММВ. Для учёта этого взаимодействия уравнение (1.37) на

протяжении многих лет модифицировалось. Голландским физиком Ван-дер-Ваальсом было предложено уравнение, коэффициенты которого (а и Ь) учитывают силы взаимодействия молекул и объём, занимаемый молекулами:

$$\left(p + \frac{a}{v^2}\right) \cdot (v - b) = RT, \quad (1.46)$$

где а, b – коэффициенты;

v – молекулярный объём;

$$a = 3 \cdot p_c \cdot v_c^2 = 27 \cdot R^2 \cdot T_c^2 / (64 \cdot p_c); \quad b = v_c / 3 = R \cdot T_c / (8 \cdot p_c). \quad (1.47)$$

На основе уравнения (1.46) были качественно предсказаны многие закономерности термодинамического поведения реального газа – фазовые переходы, критические явления, эффект Джоуля–Томсона и другие. В количественном отношении уравнение Ван-дер-Ваальса обладало существенными недостатками. Широкое применение в последнее время нашли его модификации и, в частности для углеводородных систем уравнение Пенга–Робинсона (1975 г.)

Однако в инженерной практике для реальных газов используется уравнение Менделеева–Клапейрона, содержащее **коэффициент сверхсжимаемости z**, предложенный Д. Брауном и Д. Катцом и, учитывающий отклонения поведения реального газа от идеального состояния:

$$P \cdot V = z \cdot Q \cdot R \cdot T, \quad (1.48)$$

где Q – количество вещества, моль;

z – коэффициент сверхсжимаемости газа.

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

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

$$z = f(T_{\text{прив}}, P_{\text{прив}}), \quad (1.49)$$

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.

$$T_{\text{прив}} = T_{\text{реал}}/T_{\text{ср. крит}}; \quad P_{\text{прив}} = P_{\text{реал}}/P_{\text{ср. крит}}; \quad V_{\text{прив}} = V_{\text{реал}}/V_{\text{ср. крит}} \quad (1.50)$$

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

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

$$T_{\text{прив}} = \frac{T_{\text{реал}}}{T_{\text{ср. крит}}}, \text{ где } T_{\text{ср. крит}} = \sum_{i=1}^n N_i \cdot T_{i \text{ крит}}, \quad (1.51)$$

$$P_{\text{прив}} = \frac{P_{\text{реал}}}{P_{\text{ср. крит}}}, \text{ где } P_{\text{ср. крит}} = \sum_{i=1}^n N_i \cdot P_{i \text{ крит}} \quad (1.52)$$

**Критическое давление** – давление паров вещества при критической температуре (табл. 1.6), а объём вещества, отнесённый к 1 молю или к единице массы вещества, называется **критическим удельным объёмом**.

Таблица 1.5

Критические давления, температуры и коэффициенты сверхсжимаемости компонентов нефтяных газов

№ п./п.	Компонент	Относ. моляр. масса	$P_{\text{кр}i}$ , МПа	$T_{\text{кр}i}$ , К
1	Метан, $\text{CH}_4$	16,04	4,63	190,55
2	Этан, $\text{C}_2\text{H}_6$	30,07	4,87	305,45
3	Пропан, $\text{C}_3\text{H}_8$	44,09	4,26	369,82
4	изо-Бутан, $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	58,12	3,65	408,13
5	н-Бутан, $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	58,12	3,797	425,16
6	изо-Пентан, $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	72,15	3,381	460,40
7	н-Пентан, $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	72,15	3,369	469,60
8	н-Гексан, $\text{C}_6\text{H}_{14}$	86,17	3,031	507,40
9	н-Гептан, $\text{C}_7\text{H}_{16}$	100,20	2,736	640,61
10	Азот, $\text{N}_2$	28,02	3,399	126,25
11	Двуокись углерода, $\text{CO}_2$	44,01	7,387	304,15
12	Сероводород, $\text{H}_2\text{S}$	34,08	9,01	373,55

Оценка  $z = f(\text{приведённые параметры})$  осуществляется по графикам (рис. 1.10), эмпирическим формулам, зависимостям.



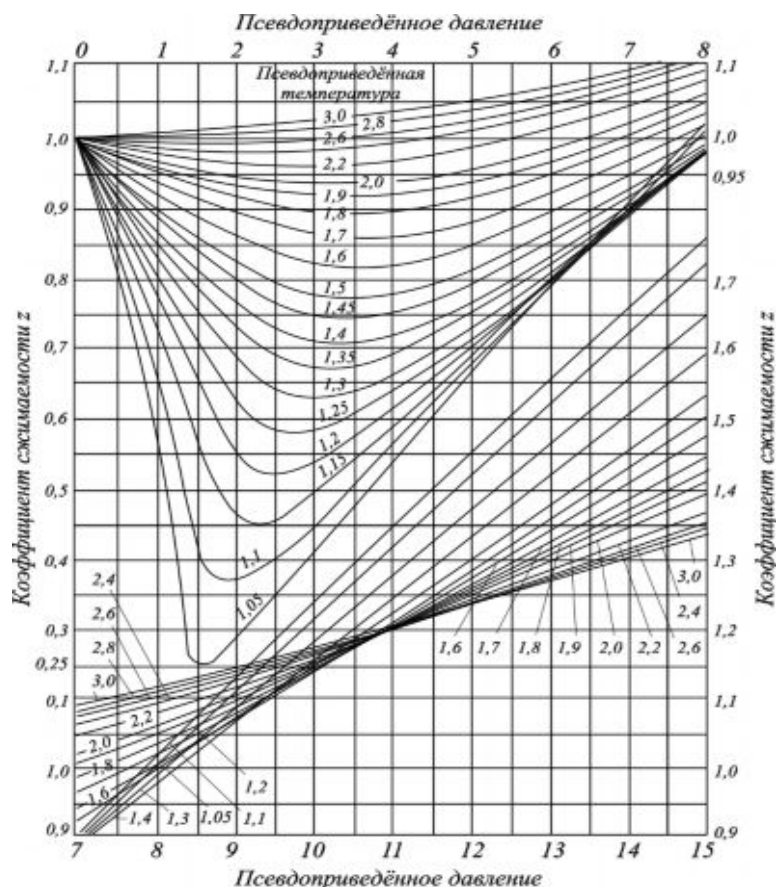


Рис. 1.10. Коэффициенты сверхсжимаемости углеводородных газов, в зависимости от приведённых параметров

При содержании неуглеводородных компонентов в составе нефтяных газов ( $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ ) следует вводить поправки в рассчитанные значения коэффициентов сверхсжимаемости на содержание этих соединений, используя специальные графики. Например, в случае содержания в попутном газе азота (рис. 1.9) более 5 % величина коэффициента сверхсжимаемости должна ещё и учитывать его влияние по принципу аддитивности:

$$z = N_{N_2} \cdot z_{N_2} + (1 - N_{N_2}) \cdot z_{ув}, \quad (1.53)$$

где  $N_{N_2}$  – молярная доля азота в смеси газов;

$z_{N_2}$ ,  $z_{ув}$  – коэффициенты сверхсжимаемости азота и углеводородной части смеси газов.

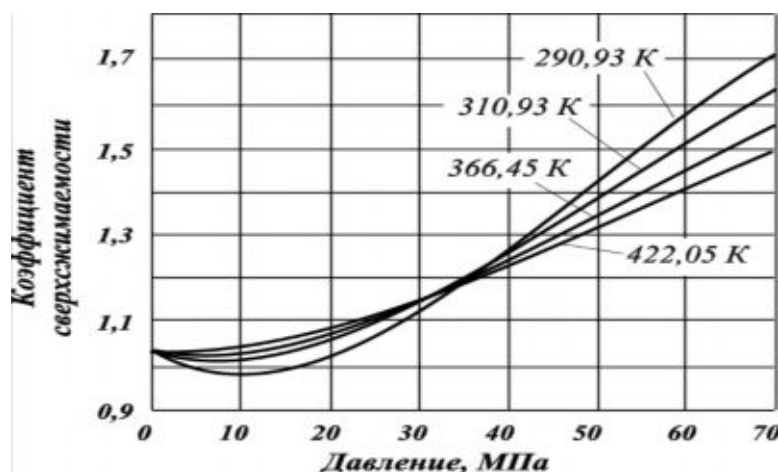


Рис. 1.11. Зависимости коэффициентов сверхсжимаемости азота от давления и температуры

Зная коэффициент сверхсжимаемости ( $z$ ) и объём, занимаемый газом при нормальных условиях, можно оценить его объём при повышенных давлениях по закону Бойля–Мариотта:

$$V_{\text{реал}} = z \cdot \frac{V_o \cdot T_{\text{реал}} \cdot P_o}{T_o \cdot P_{\text{реал}}} \quad (1.54)$$

**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 их плотности газа:

$$\mu = \frac{\rho \bar{v} \bar{\lambda}}{3}, \quad (1.55)$$

где  $\rho$  – плотность газа;

$\bar{\lambda}$  – средняя длина пробега молекул газа;

$\bar{v}$  – средняя скорость молекул газа.

Из анализа (1.55) следует, что с возрастанием температуры средняя длина свободного пробега молекул и средняя скорость движения молекул увеличиваются, а, следовательно, и **вязкость газа возрастает**, несмотря на уменьшение величины плотности (рис. 1.12).

Отмеченный характер изменения вязкости газов объясняется спецификой проявления внутреннего трения. Вязкость газа характеризует способность газа оказывать сопротивление перемещению одной части газа относительно другой.



Рис. 1.12. Зависимости коэффициентов динамической вязкости нефтяного газа плотности 0,6 от температуры при различных давлениях

Количество движения из слоя в слой передаётся вследствие перелёта молекул газа в движущиеся относительно друг друга слои.

При этом возникают силы, тормозящие движения одного слоя и увеличивающие скорость движения другого. С повышением температуры увеличивается скорость и количество движения, передаваемое в единицу времени и, как следствие, возрастает величина вязкости газа.

**Повышение давления от 0,1 до 1,2 МПа не влияет на величину вязкости газа** (рис. 1.11), поскольку уменьшение средней длины пробега молекулы и средней скорости движения молекулы компенсируется увеличением величины плотности. Эти закономерности при давлениях выше 1,2 МПа изменяются.

Вязкость УВ газа при н. у. невелика. Она не превышает значения 0,01 сантипуаза (сПз)  $\approx 10$  мкПа·с:

$$1 \text{ пуаз} = 0,1 \text{ н}\cdot\text{с}/\text{м}^2 = 0,1 \text{ Па}\cdot\text{с}; \quad 1 \text{ сПз} = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с} = 1 \cdot 10^3 \text{ мкПа}\cdot\text{с}.$$

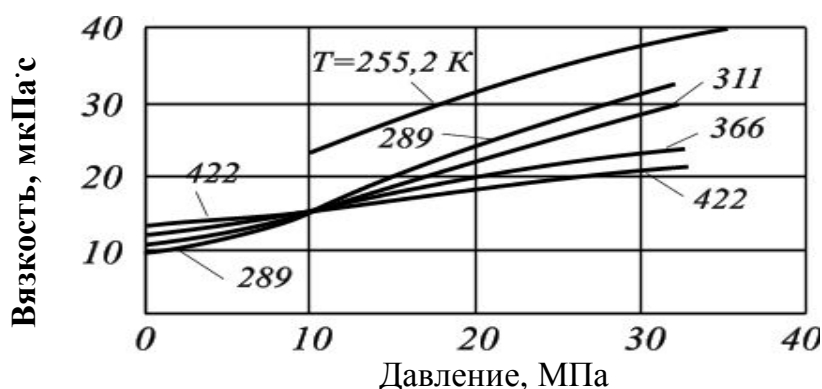


Рис. 1.13. Зависимости вязкости газа от давления при различных температурах

Азот, углекислый газ, сероводород, гелий, в том числе и воздух, являются более вязкими составляющими природного газа. Величины вязкости для них изменяются в диапазоне от 0,01 до 0,025 сПз.

Особое влияние на величину вязкости газа оказывает азот. При содержании в углеводородном газе более 5 % азота следует учитывать его влияние на вязкость газа и оценивать средневзвешенную вязкость смеси по принципу аддитивности:

$$\mu_{\text{см}} = N_a \cdot \mu_a + (1 - N_a) \cdot \mu_{\text{уг}}, \quad (1.56)$$

где  $\mu_{\text{см}}$  – динамическая вязкость смеси газов;

$\mu_a$  и  $\mu_{\text{уг}}$  – динамические вязкости азота и углеводородов;

$N_a$  – молярная доля азота в составе газа.

Количество **растворённого в нефти газа зависят все её важнейшие свойства**: вязкость, сжимаемость, термическое расширение, плотность и другие.

Распределение компонентов нефтяного газа между жидкой и газообразной фазами определяется закономерностями процессов растворения. Способность газа растворяться в нефти и воде имеет большое значение на всех этапах процессов подготовки, транспортировки и хранения. Сложность состава нефти и широкий диапазон давлений и температур затрудняют применение термодинамических уравнений для оценки газонасыщенности нефти при высоких давлениях.

Процесс растворения газа при небольших давлениях и температурах описывается законом Генри:

$$\frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{ж}}} = K P \quad \text{или} \quad V_{\Gamma} = \alpha P V_{\text{ж}} \quad (1.57)$$

где  $V_{\Gamma}$  – объём растворённого газа при данной температуре;

$K$  – константа Генри ( $K = f(\alpha)$ );

$\alpha$  – коэффициент растворимости газа;

$V_{\text{ж}}$  – объём жидкости-растворителя;

$P$  – давление газа над поверхностью жидкости.

**Коэффициент растворимости газа** ( $\alpha$ ) показывает, какое количество газа ( $V_{\Gamma}$ ) растворяется в единице объёма жидкости ( $V_{\text{ж}}$ ) при данном давлении:

$$\alpha = \frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{ж}} P}. \quad (1.58)$$

**Коэффициент растворимости зависит от природы газа и жидкости, давления, температуры.** Природа воды и природа углеводородов различны.

УВ составляющая нефтяного газа растворяется хорошо в УВ системах, в нефти, а в воде хуже. НУВ компоненты нефтяного газа, такие как  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{N}_2$ , растворяются лучше в воде. Например, вода сено майского горизонта Западной Сибири очень газирована, она содержит приблизительно  $5 \text{ м}^3$  углекислых газов на 1 тонну воды.

Растворимость газообразных УВ в нефти подчиняется закону Генри при низких давлениях, то есть растёт до определённой величины (рис. 1.14).

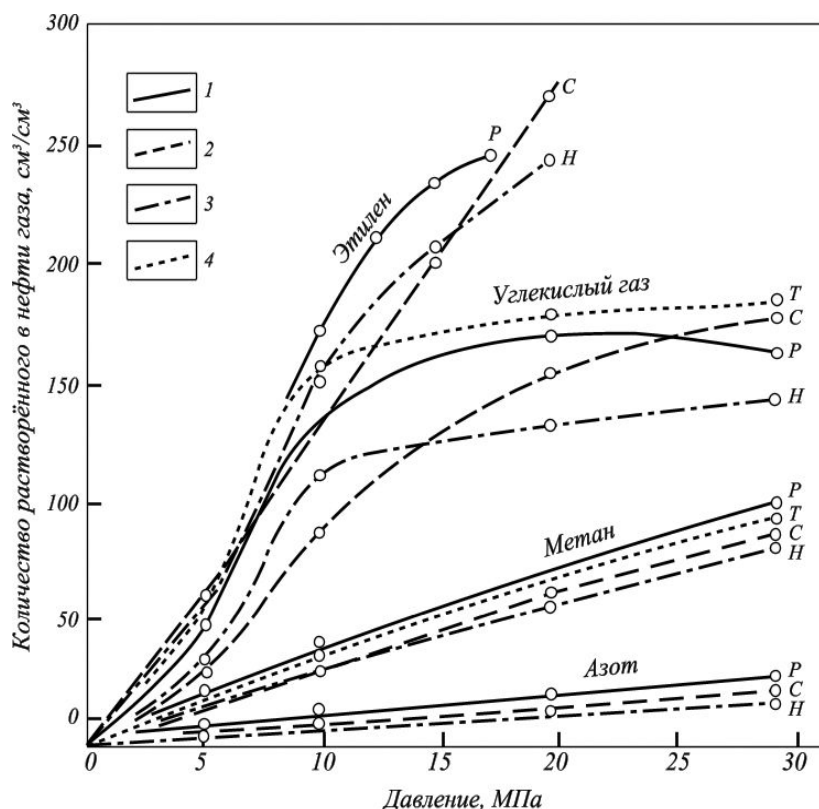


Рис. 1.12. Изотермы растворимости газов в нефти при температуре 50 °С:  
 1 – ромашкинская (Р); 2 – сураханская (С); 3 – небитдагская (Н);  
 4 – туймазинская (Т), по данным Т.П. Сафроновой и Т.П. Жузе

Растворимость газообразных УВ в нефти увеличивается с повышением содержания в ней парафиновых УВ. Работает принцип подобия: подобное растворяется в подобном. Из анализа представленных зависимостей следует, что растворимость газов в нефти зависит от состава и свойств нефти. Установлено, что разница в абсолютных величинах растворимости газов в исследованных нефтях и характер изотерм растворимости (рис. 1.14) связаны с их различными фракционными и УВ составами. Туймазинская и ромашкинская нефти содержат во фракциях, выкипающих до 300 °С, около 52 % алкановых УВ; в сураханской и не-битдагской нефтях их содержится ~ 42-43 %.

На степень растворения УВ больше влияет не молекулярная масса растворителя, а его природа. При высоком содержании ароматических УВ в нефти растворимость в ней углеводородных газов ухудшается. Разные компоненты нефтяного газа обладают различной растворимостью в нефтяных системах. С увеличением молекулярной массы газового компонента коэффициент растворимости его в УВ системах возрастает. Формы изотерм растворимости для различных газов не одинаковы. Изотермы

характеризуются пологим подъёмом для плохо растворимых газов ( $N_2$ ,  $CH_4$ ) во всём интервале давления и лучше подчиняются закону Генри, чем хорошо растворимые. Изотермы хорошо растворимых газов ( $CO_2$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$ ) характеризуются резким подъёмом до определенных давлений, а затем вид зависимостей выполаживается.

Последние обстоятельства объясняются обратными процессами растворения компонентов нефти в сжатом газе при высоких давлениях.

Этот эффект в ряду углеводородных газов усиливается с ростом молекулярной массы газа. Для азота он незначителен, а при растворении метана в нефти обратное испарение наблюдается лишь при очень высоких давлениях. Получение зависимостей концентрации углеводородных газов в нефтяных системах от давления затруднено не только отклонением поведения реальных газов от законов идеальных систем, но и увеличением объёма жидкости при введении в неё газа. Кроме того, значительное влияние на растворимость углеводородных газов оказывают процессы **обратного испарения**.

Количество выделившегося из нефти газа зависит не только от его содержания в нефти, но и от способа дегазации - контактного или дифференциального.

На промыслах встречаются оба способа дегазации. В пластовых условиях, в начальные периоды снижения давления от давления насыщения, когда газ ещё неподвижен относительно нефти, происходит контактная дегазация. В последующий период, по мере выделения газа из нефти, газ быстрее движется к забою скважины и можно говорить о дифференциальном способе дегазации. В системах подготовки продукции скважин наблюдается дифференциальная дегазация.

**Коэффициент разгазирования** определяется количеством газа, выделившегося из единицы объёма нефти при снижении давления на единицу. Коэффициент разгазирования при контактном способе разгазирования будет меньше, чем при дифференциальном способе разгазирования. При дифференциальном способе разгазирования нефти количество газа, остающегося в растворённом состоянии (условия по давлению разгазирования одинаковые), будет больше, чем при контактном способе (рис. 1.15).

Это связано с преимущественным переходом в паровую фазу метана в начале процесса дегазации. С удалением метана из системы при дифференциальном способе разгазирования нефти в паровой фазе увеличивается содержание тяжелых углеводородов ( $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ), что вызывает повышение растворимости их в нефти. С повышением

температуры растворимость газа в нефти ухудшается.

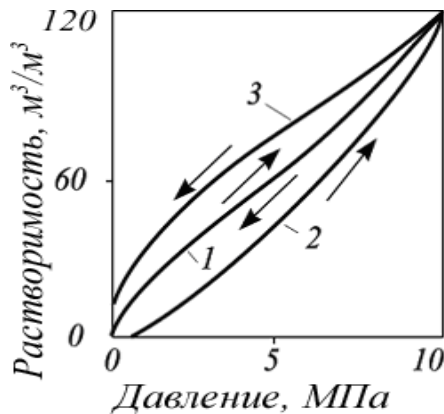


Рис. 1.15. Зависимости количества растворенного в нефти газа от давления при: 1 – контактных процессах растворения и дегазации; 2 – дифференциальном растворении; 3 – дифференциальной дегазации

**Растворимость УВ в воде** подчиняется закону Генри, но вид зависимости нелинейный. Например, из эксперимента известно, что при давлении 3,5 МПа и температуре 35 °С нефтяной газ растворяется в воде ( $V_I/V_{ж}$ ) в количестве равном  $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . При повышении давления в 10 раз до 35 МПа растворимость газа увеличилась всего в 4 раза и составляет  $4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

С увеличением давления возрастает растворимость солей в воде и увеличивается её минерализация. При увеличении минерализации растворимость УВ газов в воде уменьшается (рис. 1.16). И это обстоятельство также является одним из факторов отклонения зависимости растворимости УВ в воде от линейного вида.



Рис. 1.14. Изменение растворимости природного газа в воде в зависимости от минерализации

На практике растворимость углеводородного газа ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ ) в минерализованной воде оценивают по различным эмпирическим формулам, одна из которых приведена ниже:

$$\alpha_{\text{пл вод}} = \alpha_{\text{пресн вод}} \cdot (1 - k \cdot M), \quad (1.59)$$

где  $\alpha_{\text{пл вод}}$  – растворимость нефтяного газа в пластовой воде;

$\alpha_{\text{пресн вод}}$  – растворимость нефтяного газа в пресной воде;  
 $k$  – поправочный коэффициент на минерализацию в зависимости от температуры (табл. 1.7);  
 $M$  – содержание солей, %.

Таблица 1.6

Значения поправочных коэффициентов на минерализацию в зависимости от температуры

Температура, °С	20	38	66	93	121
Коэффициент, $k$	0,091	0,074	0,050	0,044	0,033

Растворимость УВ в воде от температуры описывается сложной зависимостью (рис. 1.17). С увеличением температуры растворимость углеводородов в воде вначале уменьшается (рис. 1.18), а затем возрастает, пройдя через минимум. Причем, температура минимальной растворимости различных УВ газов возрастает с увеличением размера молекулы газа.

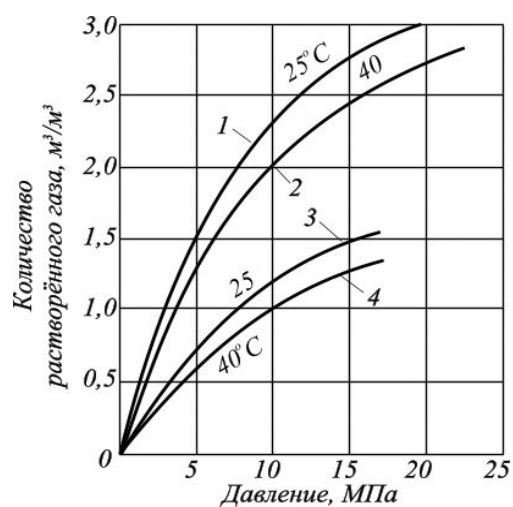


Рис. 1.17. Кривые растворимости газа в чистой и соленой воде при различных температурах и давлениях:  
1,2- дистиллированная вода;  
3,4 - 2 М раствор NaCl

Существуют графики для различных диапазонов изменения приведённых параметров, один из которых представлен ниже (рис. 1.8), эмпирические формулы и зависимости для оценки коэффициентов сверхсжимаемости от приведённых давлений и приведённых температур. Температура минимальной растворимости газов зависит от давления. Коэффициент растворимости газов в воде изменяется в широких пределах и достигает величины порядка  $4-5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$ .



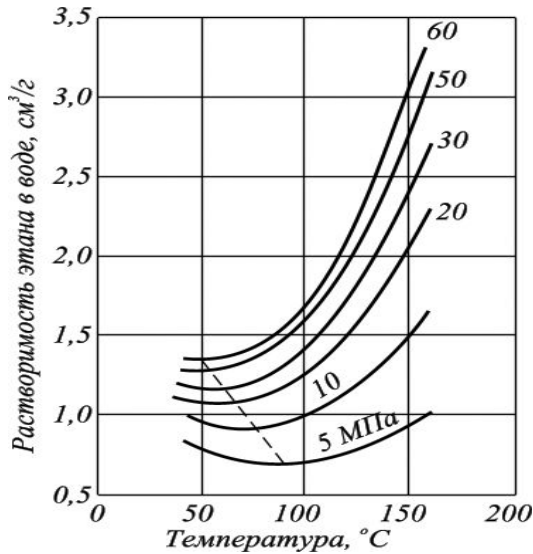


Рис. 1.18. Изменение температуры минимальной растворимости этана в зависимости от давления.

При движении газа по системам подготовки возможны явления дросселирования - расширение газа при прохождении через местное гидравлическое сопротивление (штуцер, задвижку, регулятор давления, различные негерметичности в оборудовании промыслов и другие), сопровождающее изменением температуры.

Из термодинамики известно, что дроссельный процесс характеризуется постоянством теплосодержания. Изменение температуры газов или жидкостей при изохорическом расширении называется эффектом Джоуля-Томсона. Интенсивность изменения температуры при изменении давления характеризуется **коэффициентом Джоуля-Томсона**:

$$\Delta T = \alpha \cdot \Delta P, \quad (1.60)$$

где  $\Delta T$  – изменение температуры;

$\alpha$  – коэффициент Джоуля-Томсона, зависит от природы газа, давления, температуры;

$\Delta P$  – изменение давления.

В системах промыслов и при транспортировке газа к проявлению этого эффекта нужно подходить серьезно.

**Упругость** (давление насыщенного пара) углеводородов характеризует то давление, при котором газ начинает конденсироваться и переходить в жидкое состояние. У индивидуальных углеводородов в чистом виде упругость паров ( $Q_i$ ) есть функция только температуры:  $Q_i = f(T)$ .

**Величина упругости насыщенных паров углеводородов повышается с ростом температуры.** Это повышение тем выше, чем ниже плотность углеводорода. Аналогично с **ростом молекулярной массы** углеводорода **величина упругости насыщенный паров углеводородов уменьшается** при равных температурах (рис. 1.19).

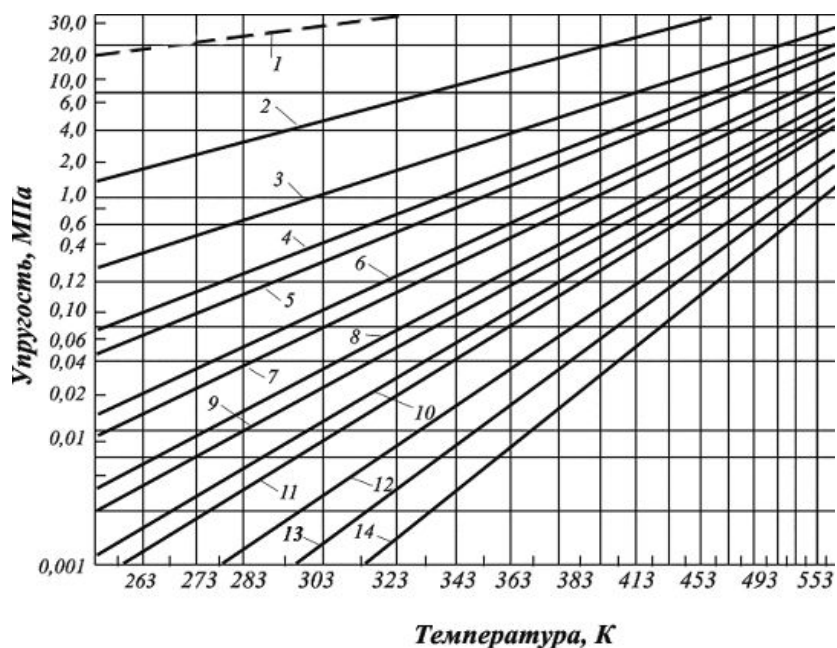


Рис. 1.19. Кривые упругости насыщенных паров чистых углеводородов:  
 1 – метан; 2 – этан; 3 – пропан; 4 – изобутан; 5 – бутан;  
 6 – изопентан; 7 – пентан; 8 – изогексан; 9 – гексан;  
 10 – изогептан; 11 – гептан; 12 – октан; 13 – нонан; 14 – декан

Анализ зависимостей, представленных ниже (рис. 1.18) свидетельствует, что давление паров метана наибольшее. При нормальных условиях метан нельзя превратить в жидкость (пунктирная линия), так как его критическая температура ( $T_{кр} = -82,4 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $190,75 \text{ K}$ )).

Зависимости изменения объема жидкого и парообразного пропана от давления при конкретной температуре (рис. 1.19 а) имеют гиперболическую форму. При сжатии пропана от точки М до точки А он находится в состоянии перегретого (ненасыщенного) пара.

**Ненасыщенными** (перегретыми) парами называются пары, которые при данной температуре и давлении образуют только однофазную паровую систему.

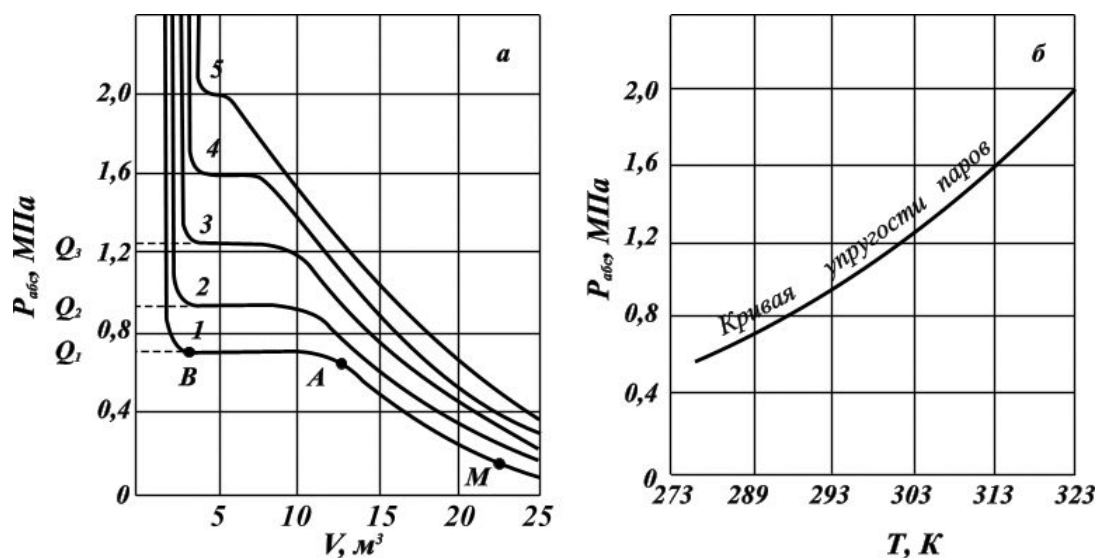


Рис. 1.19. Зависимости объёма жидкости от давления и температуры (а) и кривая упругости насыщенных паров (б) при температурах, К:  
 1 – 283; 2 – 293; 3 – 303; 4 – 313; 5 – 323

**Ненасыщенные пары могут существовать** при данном давлении, если их температура выше температуры насыщенных паров, или при данной температуре, если их давление меньше давления насыщенных паров.

В точке А пар становится насыщенным, а при дальнейшем изменении объёма (участок АВ) он постепенно переходит в жидкость при неизменном давлении. В точке В заканчивается переход пара в жидкость. При дальнейшем сжатии пара будет резко повышаться давление при почти неизменном объёме. Горизонтальный участок АВ соответствует неизменности давления в процессе конденсации паровой фазы в жидкую фазу. **Величина этого давления называется упругостью насыщенных паров природного газа при температуре опыта и обозначается Q.** Чем ближе значение температуры, при которой измеряется упругость насыщенного пара газового компонента к значению критической температуре, тем короче горизонтальный участок. На основе полученных данных строят кривые упругости насыщенных паров, представляющие зависимости давления от температуры испарения данной жидкости (рис. 1.20 б).

**Насыщенным называется пар (газ),** находящийся в равновесии с жидкостью. Для однокомпонентной системы условия равновесного сосуществования фаз определяются температурой и давлением. Между этими параметрами при равновесии существует взаимно однозначное соответствие: чем выше температура системы, тем выше давление, при котором находится данная равновесная

система (рис. 1.21).

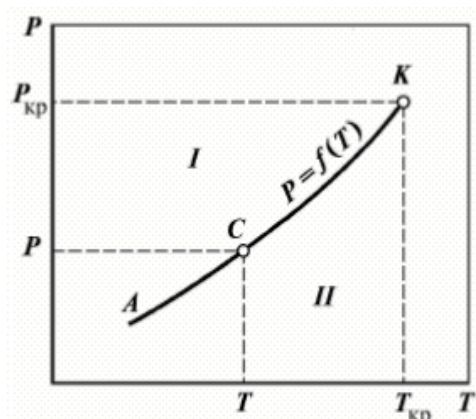


Рис. 1.21. Общий вид зависимости давления насыщенных паров от температуры: АК – кривая давления насыщенных паров; I – область жидкой фазы; II – область перегретых (ненасыщенных) паров

Каждая точка кривой АК например точка С, связывает давление насыщенных паров с температурой кипения жидкости (рис. 1.21).

**Состояние вещества**, при котором исчезает различие между его жидкой и газообразной фазами, **называется критическим**. Выше температуры, равной критической, газ ни каким повышением давления нельзя перевести в жидкость. Давление насыщенных паров, соответствующее критической температуре называется критическим давлением ( $P_{кр}$ ).

У смеси углеводородов величина упругости паров является функцией температуры и общего давления смеси:  $Q_{см} = f(T, P_{см})$ . Величина её зависит от упругости паров отдельных компонентов при данной температуре и от их мольных концентраций  $Q_{см} = f(Q_i, N_{xi})$ . Общее давление смеси влияет на упругость паров каждого компонента и это влияние учитывается через константу распределения ( $K_{pi}$ , равновесия), которая представляет собой отношение упругости паров индивидуального углеводорода ( $Q_i$ ) к давлению смеси ( $P_{см}$ ):

$$K_{pi} = Q_i / P_{см}. \quad (1.61)$$

Зависимости  $K_{pi} = f(P_{см})$  строятся в логарифмических координатах (рис. 1.21). Упругость паров смеси компонентов повышается с увеличением общего давления. При низких давлениях ( $\approx$  до 1 МПа) это влияние ничтожно и вид зависимости прямолинейный, так как упругость паров индивидуальных углеводородов ( $Q_i$ ) мало изменяется от давления. При высоких давлениях ( $\approx$  1 МПа, рис. 1.22) увеличение упругости паров ( $Q_i$ ) с повышением общего давления в системе становится значительным. Нарушается прямолинейная взаимосвязь этих параметров, и прямолинейный вид зависимости изменяется.

Прямолинейная зависимость переходит в криволинейную. С

повышением общего давления константа равновесия уменьшается медленнее, потому что сказывается увеличение упругости паров.

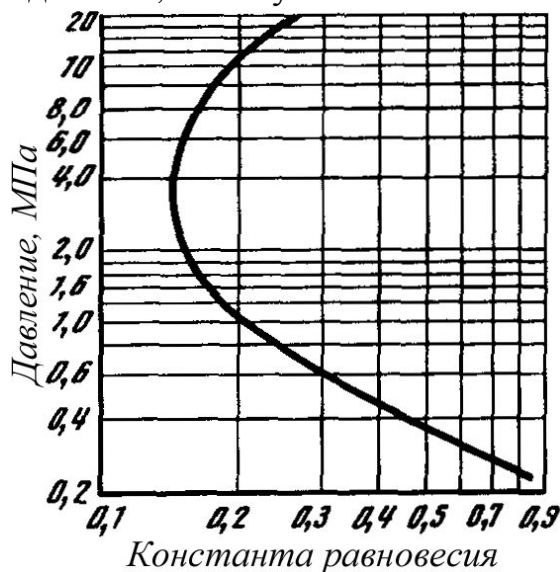


Рис. 1.22. Зависимость константы равновесия n-бутана при температуре 289 К от общего давления

Чем выше давление, тем быстрее растёт упругость паров с повышением общего давления. Эти закономерности выражаются более крутым изломом кривой, приближающейся в некоторой точке к вертикали ( $\approx 3$  МПа, рис. 1.22). Эта точка соответствует такому давлению, при котором увеличение упругости паров пропорционально повышению общего давления, то есть когда числитель и знаменатель дроби в выражении (1.61) изменяются с одинаковой интенсивностью.

При очень высоких давлениях упругость паров увеличивается интенсивнее, чем общее давление. Это означает, что в области высоких давлений константа равновесия с увеличением давления возрастает, то есть жидкость становится более летучей.

Упругость паров жидкой смеси по закону Рауля зависит от упругости паров отдельных компонентов ( $Q_i$ ) при данной температуре и от молярных концентраций в жидкости ( $N_{xi}$ ). Парциальное давление каждого компонента определяется как произведение его молярной концентрации в жидкости на упругость паров в чистом виде:

$$p_i = N_{xi} \cdot Q_i, \quad (1.62)$$

где  $p_i$  – парциальное давление  $i$ -го компонента в газе;

$Q_i$  – упругость паров  $i$ -го компонента;

$N_{xi}$  – мольная доля  $i$ -го компонента в жидкости.

Сумма парциальных давлений всех компонентов равна общему давлению ( $P$ ) над смесью или упругости паров жидкой смеси

$$\sum p_i = P = \sum N_{xi} \cdot Q_i. \quad (1.63)$$

### 1.5. Свойства газожидкостной нефтяной системы

Газожидкостное состояние нефтяной системы зависит от

количества растворенного в нефти газа и характеризуется газосодержанием.

Под газосодержанием ( $\Gamma^0$ ) понимается объём газа, растворенного в нефти при определённых термобарических условиях. То есть, газосодержание характеризует объёмную долю газа в нефти и является величиной безразмерной:

$$\Gamma^0 = V_{\Gamma} / V_{\text{н.пл.}} = V_{\Gamma} / (V_{\Gamma} + V_{\text{н.}}) \quad (1.64)$$

По закону Генри растворимость газа в жидкости при данной температуре прямо пропорциональна давлению. Давление, при котором газ находится в термодинамическом равновесии с нефтью, называется **давлением насыщения** при данных термобарических условиях.

При понижении давления ниже давления насыщения, из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ.

Давление насыщения зависит от соотношения объёмов нефти и растворенного газа, их состава и свойств, температуры и давления.

С увеличением молекулярной массы нефти (плотности) этот параметр увеличивается при всех прочих равных условиях.

С увеличением в составе газа количества компонентов, относительно плохо растворимых в нефти, давление насыщения увеличивается. Особенно высоким давлением насыщения характеризуются нефти, в которых растворено значительное количество азота.

С повышением температуры давление насыщения может значительно увеличиваться (рис. 1.23).

Для расчетов величин давления насыщенных паров предложены многочисленные эмпирические уравнения и методы: уравнение Антуана, уравнение Киреева, метод Дюринга, метод Трегубова.

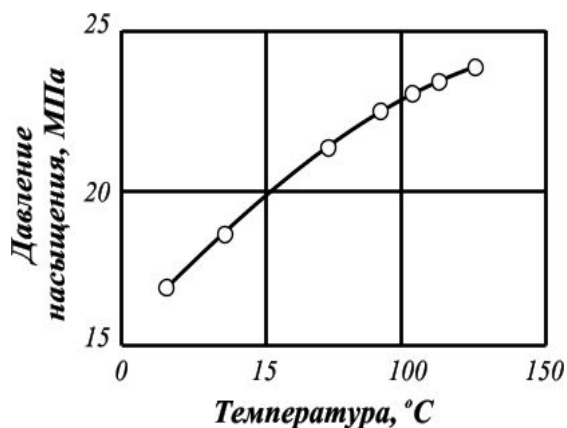


Рис. 1.23. Зависимость насыщения нефти Новодмитриевского место-рождения от температуры

Уравнение Антуана имеет наибольшее распространение

$$\lg P = A - B / (C + T) \quad (1.65)$$

где  $A$ ,  $B$ ,  $C$  – константы, зависящие от свойств вещества и определяемые экспериментально;  $T$  – температура, °С.

Графические зависимости построены в основном в системе координат " $\lg P - \lg t$ ", " $\lg P - F(t)$ ", то есть, представлены линеаризованными.

В такой системе координат зависимость давления насыщенных паров нефтепродуктов (НП) представляется прямой линией.

Общий вид таких графиков приведён на рис. 1.24. Характерным для них является пересечение всех прямых в одной точке (полюсе)  $A$ , что существенно облегчает пользование ими.

Методика определения давления насыщенных паров НП при температуре  $T$  с помощью рис. 1.23 следующая.

На оси абсцисс откладывают температуру  $T_0$ , соответствующую температуре кипения НП при атмосферном давлении  $P_0$  и по этим величинам определяют положение точки  $B$  на графике. Через точку  $B$  и полюс  $A$  проводят прямую, которая и даст зависимость давления насыщенных паров от температуры для данного НП.

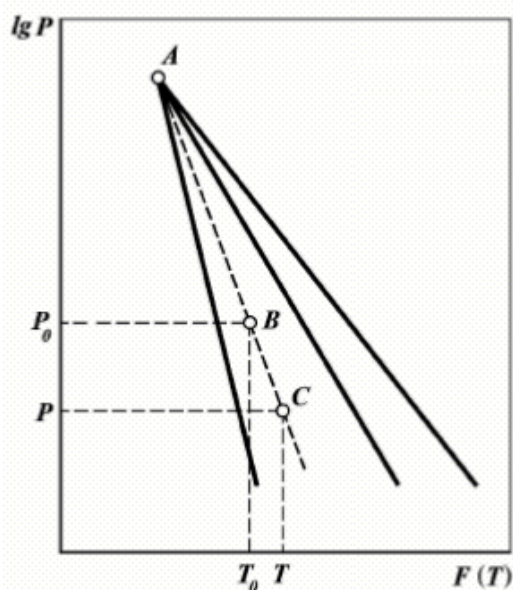


Рис. 1.24. Общий вид зависимостей давления насыщенных паров нефтепродуктов от температуры

Теперь, чтобы найти давление насыщенных паров НП ( $P_{\text{нас. пар}}$ ) при температуре  $T$ , на построенной прямой  $AB$  определяют точку  $C$ , отвечающую температуре  $T$ . Ордината точки  $C$  и даст искомое значение давление насыщенного пара данного НП при температуре  $T$ .

При движении нефти и газа к потребителю газонефтяная система сопровождается непрерывными фазовыми превращениями. Закономерности фазовых переходов и фазовое состояние газонефтяных смесей при различных условиях необходимо знать для решения задач промысла. Интенсивность выделения газовой фазы из нефти зависит от факторов, основными из которых являются:

- темп снижения давления и температуры при движении нефтяного потока;
- наличие в составе нефти лёгких углеводородов ( $C_2-C_6$ );

- молекулярная масса нефти;
- вязкость нефти.

Углеводородные газы, подобно всем индивидуальным веществам, изменяют свой объём при изменении давления и температуры.

На рис. 1.24 представлена диаграмма фазового состояния для чистого этана. Каждая из кривых соответствует фазовым изменениям при постоянной температуре и имеет три участка. Справа от пунктирной линии отрезок соответствует газовой фазе, горизонтальный участок – двухфазной газожидкостной области, левый участок – жидкой фазе. Отрезок пунктирной линии вправо от максимума в точке *C* называется **кривой точек конденсации** (или точек росы), а влево от максимума – **кривой точек парообразования** (кипения).

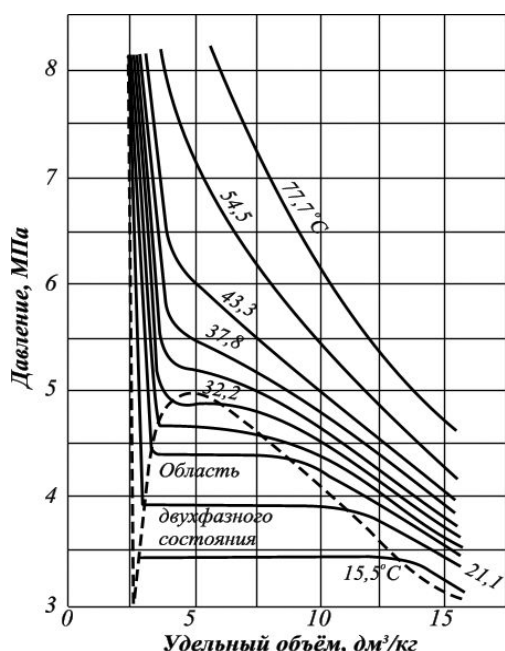


Рис. 1.25. Диаграмма фазового состояния чистого этана

В точке *C* пунктирной линии кривые парообразования и конденсации сливаются, в точке, которая называется **критической**.

Эта точка соответствует максимальной температуре, **критической температуре** ( $T_{кр}$ ) и **критическому давлению** ( $P_{кр}$ ), при которых газ и жидкость могут ещё сосуществовать в равновесии. Выше температуры, равной критической, газ ни каком повышенном давлении нельзя перевести в

жидкое состояние.

С приближением температуры и давления к критическим значениям свойства газовой и жидкой фаз становятся одинаковыми, поверхности раздела между ними исчезают. Исчезают различия между физико-химическими свойствами жидкой и газообразной фазами. Свойства уравниваются, например плотности.

Следовательно, с приближением к критической точке по кривой начала кипения плотность жидкой фазы будет непрерывно убывать. Если же к ней приближаться по линии точек конденсации, то плотность пара будет непрерывно возрастать.

Для индивидуальных углеводородов граничным давлением



(при данной температуре) между жидкой и газовой фазой является давление упругости паров, при котором происходит конденсация или испарение.

Обе фазы (жидкость и пар) при данной температуре присутствуют в системе только в том случае, если давление равно упругости насыщенного пара над жидкостью.

Давление, при котором газ начинает конденсироваться, называется **давлением насыщения** для газа.

Фазовые превращения углеводородов можно также представить в координатах "давление–температура" (рис. 1.26).

Для однокомпонентной системы кривая давления насыщенного пара на графике давление–температура является одновременно кривой точек начала кипения и линией точек росы. При всех других давлениях и температурах вещество находится в однофазном состоянии.

Фазовая диаграмма индивидуальных углеводородов ограничивается критической точкой *C*. Для однокомпонентных систем эта точка определяется наивысшими значениями давления и температуры, при которых ещё могут существовать две фазы одновременно.

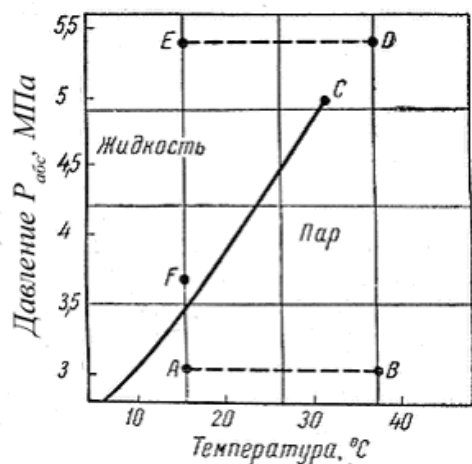


Рис. 1.26. Диаграмма фазового состояния этана в координатах  $P$ – $T$

Из анализа зависимости на рис. 1.25 следует, что путём соответствующих изменений давления и температуры углеводороды можно перевести из парообразного состояния в жидкость, минуя двухфазную область.

Газ, характеризующийся параметрами точки *A*, можно изобарически нагреть до температуры точки *B*, а затем, повысив давление в системе при постоянной температуре, перевести вещество в область точки *D*, расположенную выше критической точки *C*, и далее в область точки *E*.

При этом свойства системы изменяются непрерывно и фазового разделения углеводорода на жидкую и паровую фазы не произойдёт.

При дальнейшем охлаждении системы (от точки *D* до точки

*E*), а затем при снижении давления до точки *F*, вещество приобретёт свойства жидкости, минуя область двухфазного состояния.

Значительно сложнее закономерности фазовых переходов двух- и многокомпонентных систем. С появлением в системе двух и более компонентов в закономерностях фазовых изменений возникают особенности, отличающие их от поведения однокомпонентного газа.

В смеси углеводородов каждый компонент имеет собственные значения упругости насыщенных паров, поэтому процессы конденсации и испарения не будут проходить при конкретных значениях давления и температуры, а в определённом диапазоне значений давления и температуры. Границы диапазона будут тем больше, чем больше разница между критическими значениями давления и температуры индивидуальных компонентов, входящих в систему.

Изотермическое сжатие системы будет приводить к конденсации сначала более тяжелого компонента, затем более легкого. В результате изотермы в двухфазной области имеют наклон (рис. 1.27 *a*).

С появлением в системе второго компонента большие различия появляются и в диаграммах "давление–температура" (рис. 1.27 *б*).

Крайние левая и правая кривые соответствуют давлениям насыщенных паров для легкого (слева) и более тяжелого компонента (справа). Между ними расположены фазовые диаграммы смесей.

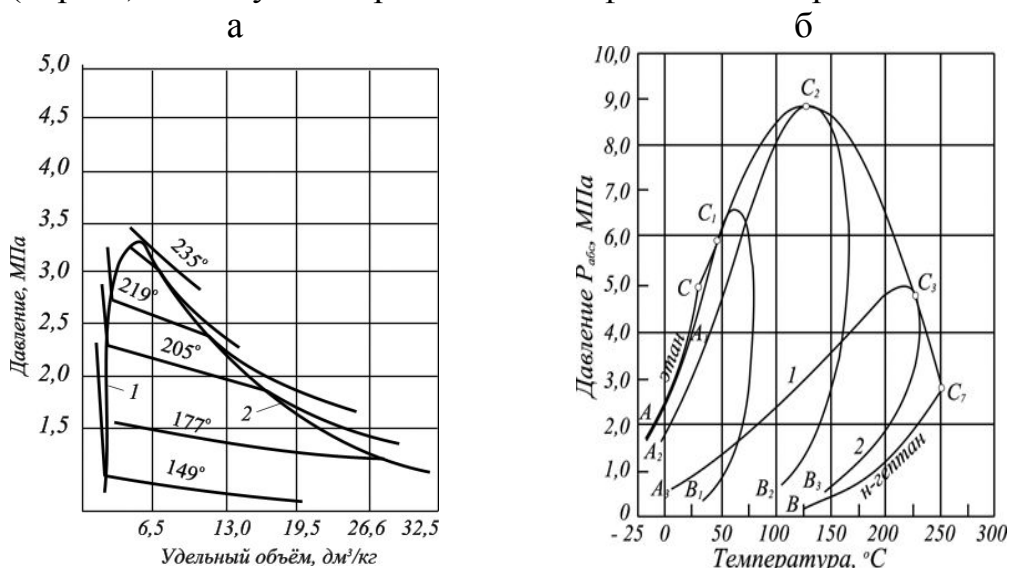


Рис. 1.27. Диаграммы фазового состояния бинарных систем:  
*a* - зависимость "давление – удельный объём" для смеси  $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$  –  $n\text{-C}_7\text{H}_{16}$ ;  
*б* – диаграмма "давление – температура" для смеси  $\text{C}_2\text{H}_6$  –  $n\text{-C}_7\text{H}_{16}$

Для многокомпонентных систем, в силу их неидеальности, возможны существование двух фаз при температурах или давлениях выше критических величин. Явления существования двух фаз при изотермическом или изобарическом расширении (сжатии) смеси в области выше критических температур и давлений называются **ретроградными явлениями** или процессами обратного испарения и конденсации. Изотермические ретроградные явления происходят только при температурах выше критической и ниже максимальной двухфазной температуры. Изобарические процессы испарения и конденсации наблюдаются между критическим и максимальным двухфазным давлением.

**Фазовые переходы в нефти, воде и газе** подчиняются определённым закономерностям, в основе которых лежит понятие равновесия фаз (рис. 1.28).

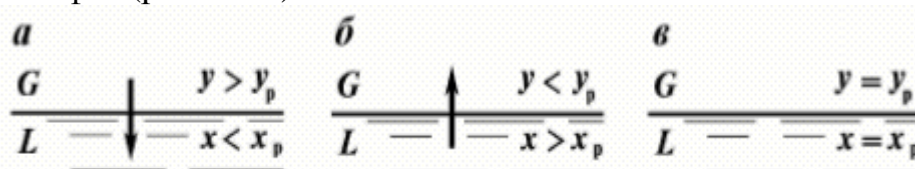


Рис. 1.28. Схема переноса вещества между двумя фазами: а – из фазы G в фазу L; б – из фазы L в фазу G; в – равновесие фаз

Все массообменные процессы обладают рядом общих признаков.

1. Они применяются для разделения смесей (сепарация, испарение, конденсация и другие).
2. В любом процессе участвуют, по крайней мере две фазы: жидкая и парообразная (контактное разгазирование, ОСР), жидкая и газовая (абсорбция), твёрдая и парообразная (адсорбция), твёрдая и жидкая (адсорбция, экстракция), две жидких (экстракция).
3. Переход вещества из одной фазы в другую осуществляется за счёт диффузии.
4. Движущийся слой массообменных процессов является разность концентраций (градиент концентраций) фактической в данной фазе (G) и равновесной с фактической в другой фазе (L). Процесс протекает в направлении той фазы, в которой концентрация компонентов меньше, чем это следует из условия равновесия (рис. 1.26).
5. Процесс переноса вещества из одной фазы в другую переходит через границу раздела фаз.
6. Диффузионные процессы обратимы, то есть направление процесса определяется законами фазового равновесия,

фактически концентрациями компонентов в обеих фазах и внешними условиями (температура, давление). Например, при повышении температуры и понижении давления поглощение газа жидкостью (абсорбция) может перейти в обратный процесс – в удаление газа из жидкости (десорбция).

7. Переход вещества из одной фазы в другую заканчивается при достижении динамического равновесия. При этом обмен молекулами через границу раздела фаз не прекращается, однако концентрации компонентов в обеих фазах остаются неизменными и равными равновесным.

Равновесие фаз характеризуется константой равновесия, которая зависит от температуры и давления. Для  $i$ -го компонента она характеризуется отношением мольной доли компонента в газовой фазе ( $N_{yi}$ ) к мольной доле этого компонента в жидкой фазе ( $N_{xi}$ ), находящейся в равновесном состоянии с газовой фазой:

$$K_{P_i} = \frac{N_{y_i}}{N_{x_i}}. \quad (1.66)$$

Для определения равновесного состояния газожидкостных смесей используются законы Дальтона и Рауля.

Согласно закону Дальтона, каждый компонент, входящий в газовую фазу, имеет своё парциальное давление ( $p_i$ ), а общее давление ( $P$ ) в газовой системе равно сумме парциальных давлений:

$$P = \sum_{i=1}^n p_i, \quad p_i = N_{y_i} \cdot P, \quad (1.67)$$

где  $p_i$  – парциальное давление  $i$ -го компонента в газовой фазе;

$N_{y_i}$  – мольная доля  $i$ -го газового компонента.

Согласно закону Рауля, парциальное давление компонента ( $p_i$ ) над жидкостью равно давлению насыщенного пара ( $P_{i \text{ пара нас}}$ )  $i$ -го компонента или его упругости пара ( $Q_i$ ), умноженному на его мольную долю ( $N_{xi}$ ) в жидкости:

$$p_i = N_{x_i} \cdot Q_i, \quad p_i = N_{x_i} \cdot P_{i \text{ нас. пара}}, \quad (1.68)$$

где  $Q_i$  – упругость паров  $i$ -го компонента;

$N_{xi}$  – мольная доля  $i$ -го компонента в жидкости;

$P_{i \text{ нас пара}}$  – давление насыщенного пара  $i$ -го компонента.

В момент равновесия парциальное давление  $i$ -го компонента в газовой фазе равно парциальному давлению компонента над жидкостью. Это равновесное состояние двухфазной системы (газовой и нефтяной фаз) описывается законом Дальтона–Рауля:

$$N_{yi} \cdot P = N_{xi} \cdot Q_i. \quad (1.69)$$

Уравнение (1.69), описывающее равновесное состояние двухфазной системы, позволяет рассчитать состав равновесной газовой фазы для известного состава жидкой фазы и наоборот – найти равновесный состав жидкой фазы для известного состава газовой фазы и находящейся с ней в контакте. Уравнения

$$P = \Sigma(N_{xi} \cdot Q_i), \quad P = \Sigma(N_{xi} \cdot P_{i \text{ пара нас}}) \quad (1.70)$$

называются уравнениями **начала однократного (контактного) испарения**. Они характеризуют то давление, при котором смесь кипит при данной температуре. Температура учитывается в этом уравнении в неявном виде, так как упругости паров (давление насыщенных паров) компонентов зависят от температуры.

Уравнения

$$P = 1/\Sigma(N_{yi}/Q_i), \quad P = 1/\Sigma(N_{yi}/P_{i \text{ нас пара}}) \quad (1.71)$$

называются уравнениями **конца однократного испарения** или уравнениями **начала однократной конденсации**. Они характеризуют величину упругости паров (давления насыщенных паров) углеводородной смеси, при которой смесь кипит при данной температуре.

Уравнения равновесия (1.69), начала однократного испарения (1.70), начала конденсации (1.71) описывают поведение простых углеводородных смесей при низких давлениях и температурах.

Для практических промышленных расчётов использовать их затруднительно, так как они не учитывают влияние давления и состава смеси на величину давления паров углеводородов, находящихся в смеси. Поэтому для практических расчётов используют не упругости паров углеводородов (давления паров), взятые в чистом виде, а константы равновесия, характеризующие отношение:

$$\frac{Q_i}{P} = \frac{N_{yi}}{N_{xi}} = \text{const} = K_{pi}, \quad (1.72)$$

где  $K_{pi}$  – константа равновесия  $i$ -го компонента при температуре и давлении смеси.

Оценить состав газовой ( $N_{yi}$ ) и жидкой ( $N_{xi}$ ) фаз можно на основе уравнения материального баланса, записанного для одного

моля нефтегазовой смеси ( $N_{zi}$ ):

$$N_{zi} = N_{xi} \cdot L + N_{yi} \cdot V = N_{xi} \cdot L + K_{pi} \cdot N_{xi} \cdot V, \quad (1.73)$$

где  $L$  – мольная доля жидкой фазы;

$V$  – мольная доля паровой фазы;

$N_{zi}$  – мольные доли компонентов в газонефтяной (пластовой нефти) смеси.

Так как  $\sum(N_{zi}) = 1$ , то сумма мольной доли жидкой фазы ( $L$ ) и мольной доли паровой фазы ( $V$ ) равна:  $V + L = 1$ . Отсюда следует

$$V = 1 - L. \quad (1.74)$$

Используя уравнения (1.73 и 1.74), получаем выражение для оценки мольной доли компонента жидкой фазы:

$$N_{xi} = \frac{N_{zi}}{L + (1 - L) \cdot K_{pi}}, \quad N_{xi} = \frac{N_{zi}}{1 + V(K_{pi} - 1)} \quad (1.75)$$

и для оценки мольной доли компонента газовой фазы

$$N_{yi} = \frac{N_{zi} \cdot K_{pi}}{1 + V \cdot (K_{pi} - 1)}. \quad (1.76)$$

Величины  $V$  и  $L$  оцениваются и уточняются методом последовательных проб и приближений (итераций), исходя из следующих условий

$$\sum_{i=1}^n N_{yi} = \sum_{i=1}^n N_{xi} = 1, \quad (1.77)$$

$$\sum_{i=1}^n N_{yi} - \sum_{i=1}^n N_{xi} = \sum_{i=1}^n \frac{N_{zi} (K_{pi} - 1)}{1 + V(K_{pi} - 1)} = 0. \quad (1.78)$$

При выполнении инженерных расчётов константы равновесия ( $K_{pi}$ ) для различных компонентов находят по таблицам и графикам при известных давлениях и температурах (рис. 1.29). Мольные доли различных компонентов легко определяются, если известны общее количество растворенного в нефти газа (газовый фактор), химический состав газа и относительная молекулярная масса сепарированной нефти.

Уравнение (1.73) при наличии достоверных данных о

константах фазовых равновесий углеводородов при различных условиях существования смесей имеет широкое прикладное значение в практике разработки месторождений, нефтедобычи, подготовки скважинной продукции и в нефтепереработке.

Из анализа зависимостей (рис. 1.29) видно, что каждый компонент имеет два значения давления, при которых константы равновесия равны единице: при давлении насыщенных паров компонентов и в точке их схождения справа. Эта точка называется давлением схождения.

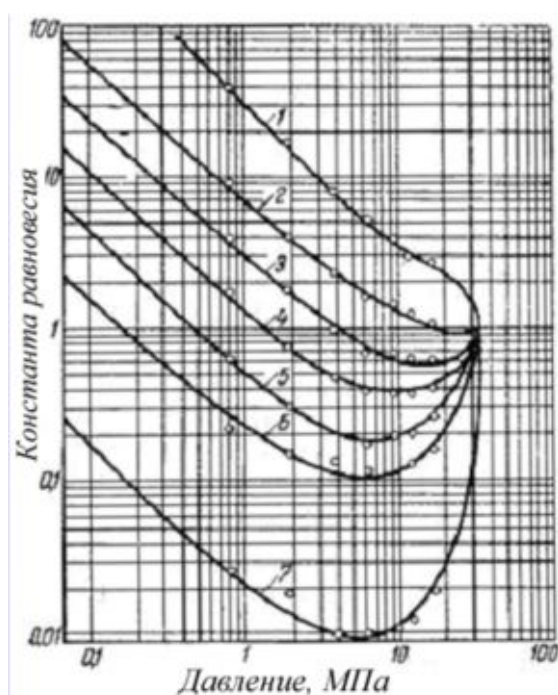


Рис. 1.29. Константы равновесия углеводородов для нефтей с низкой усадкой при температуре 93,3 °C:  
1 – метан; 2 – этан; 3 – пропан;  
4 – бутан; 5 – пентан; 6 – гексан;  
7 – гептан и высшие углеводороды

Если диаграмма составлена при критической температуре смеси, то давление схождения будет критическим. При других температурах схождение будет лишь кажущимся. По данным Д. Катца кажущееся давление схождения, при котором константы равновесия всех компонентов многих нефтей становятся

одинаковыми и равными единице, составляет 35–34,5 МПа.

При низких давлениях и температурах константы равновесия углеводородов мало зависят от состава смеси. При высоких давлениях они могут быть найдены экстраполяцией их действительных значений, если известно давление схождения, величина которого в значительной степени определяется составом смеси.

В связи с очень большим разнообразием генезиса и условий формирования и залегания нефтей, их состава каждая нефтегазовая смесь характеризуется своими зависимостями констант равновесия от давления и температуры, отличающимися в той или иной степени от приведённых в справочниках. Для корректировки констант равновесия в литературе описаны эмпирические подходы и методы их уточнения, с учётом свойств исследуемых нефтяных систем.

## 2. НЕФТЯНЫЕ ДИСПЕРСНЫЕ СИСТЕМЫ

Современные представления нефтяных систем основываются на двух предельных случаях. Нефть рассматривают как **молекулярный раствор** и как **коллоидно-дисперсную систему**. Границы такой классификации являются размытыми и определяются составом нефтяной системы, термодинамическими условиями в которых она находится.

Исторически сложилось так, что развитие исследований по физикохимии нефти в представлении коллоидно-дисперсных систем, сдерживалось уровнем сложности исследуемого объекта. Нефть - уникальный по составу и свойствам продукт природы. С другой стороны в промышленности имелась возможность получения товаров без глубоко понимания механизмов процессов.

В настоящее время существенно возросла роль УВ сырья, как основы экономического развития страны. В соответствии с укрупненной схемой: "добыча - промысловая подготовка - транспорт" существующие практические задачи требуют развития новых представлений о структуре нефтяных систем. Последняя проявляется в виде различных микро- и макроскопических эффектов и её можно охарактеризовать тремя терминами - нелинейность, неравновесность, неоднородность.

### 2.1. Современные представления структуры нефтяных систем

Современный уровень представления нефтяных систем определяется необходимостью увеличения их добычи и использования. С позиций коллоидной химии нефть - многокомпонентная смесь, которая в зависимости от внешних условий проявляет свойства молекулярного раствора или дисперсной системы.

Дисперсные системы - системы, состоящие из двух или более фаз с развитой поверхностью раздела между ними. Одна из фаз образует сплошную непрерывную среду (дисперсионную среду), в которой распределена дисперсная фаза в виде мелких частиц во взвешенном состоянии. Нефтяные дисперсные системы - это двухфазные системы, с точки зрения коллоидной химии микрогетерогенных частиц, размер которых составляет 10<sup>-10</sup>-10<sup>-7</sup> см. В отличие от нефтяных эмульсий, образование которых связано с диспергированием макроскопических фаз нефтяные дисперсные системы (НДС) образуются в результате протекания фазовых переходов, за счёт конденсационного образования дисперсной фазы.



**Фазой** называется однородная часть системы с тождественным химическим составом, отделённая от других частей межфазной поверхностью, при переходе через которую **свойства меняются скач кообразно**. Нефть состоит из низкомолекулярных (НМ) и высокомолекулярных (ВМ) соединений.

В силу полярности УВ и гетероатомные соединения (ГАС) нефтей образуют ассоциаты, комплексы принадлежащие к разным гомологическим рядам, так и однотипного электронного строения. ММВ между соединениями нефти имеют единую природу. В их основе лежат электростатические и электродинамические взаимодействия.

Низкомолекулярные соединения (НМС) выкипающие в интервале температур н.к.-300°C представлены парафиновыми, нафтеновыми, ароматическими, гибридными УВ, низкомолекулярными ГАС. ВМС нефти объединяют ВМ парафиновые углеводороды, моно- и конденсированные нафтенопарафиновые и ароматические структуры, высокомолекулярные ГАС, порфирины, смолы, асфальтены.

В общем случае нефтяная дисперсионная среда (НДС) состоит из находящихся в различных соотношениях компонентов нефти. Как правило, это НМС. Однако в зависимости от совокупности внешних параметров НМС могут быть и в составе дисперсной фазы.

Например, алканы при температурах кристаллизации встречаются и в виде дисперсной фазы. При температурах превышающих температуру кристаллизации входят в состав дисперсной среды. **Арены** являются источником для формирования дисперсной фазы НДС, особенно при высоких температурах, так как легко вступают в реакции конденсации. С другой стороны они всегда входят в состав дисперсионной среды и практически всех НДС.

**Ассоциативное поведение** различных групп УВ является общепринятым фактом, и оно происходит на базе множественности ММВ. Выделяют два предельных случая этих поведений:

- ассоциирование на основе слабых межмолекулярных взаимодействий за счёт ван-дер-ваальсовых сил;
- ассоциирование с образованием ковалентной связи.

В первом случае появляется новое образование - **макромолекула** или просто новая молекула. Примерами могут, служит образования ВМ УВ из НМ, образование смол, асфальтенов, карбенов и карбоидов.

Смолисто-асфальтеновая и смолисто-парафиновая фракции нефти обладают свойствами коллоидов, которые выражаются в повышенной величине вязкости, проявлении реологических свойств.

В структурировании НДС особое внимание уделяется вопросу формирования дисперсной фазы.

В соответствии с коллоидно-дисперсным представлением нефтяных систем, дисперсная фаза НДС рассматривается как агломерат или коллоидная частица. Исходя из положений современной теории образования новой фазы (Дж. Гиббс, М. Фольмер, Я. И. Френкель, А. И. Русанов и др.), коллоидные частицы дисперсных фаз могут возникать только из лабильных или метастабильных, пересыщенных растворов, обладающих достаточным избытком свободной энергии для совершения работы по образования новых поверхностей раздела фаз.

В работах П. А. Ребиндера сформулированы четыре проблем реализации которых позволят решать и конкретные задачи производства: образование и свойства коллоидных частиц, образование и свойства адсорбционно-сольватных слоев на частицах, контактные взаимодействия частиц, и устойчивость дисперсных систем, структура и ре логические свойства дисперсных систем.

### 2.1.1. Частицы базовой коллоидной дисперсности нефтяных сред

Под частицами коллоидной дисперсности понимаются образования, состоящие из порядка 30-100 молекул, до частиц, сохраняют эффективное броуновское движение (1-5 мкм).

Свободные молекулярные силы на поверхности частиц компенсируются адсорбционным поверхностным слоем, то есть такая частица должна иметь ядро, содержащее однородную массу вещества, и должна быть окружена поверхностным слоем (рис. 2.2).



Рис. 2.2. Центрально-симметричная модель ассоциации

Механизм процесса роста частиц дисперсной фазы в качестве предварительной стадии включает изменение структуры жидкой фазы при снижении температуры или при увеличении концентрации структурообразующих молекул. Необходимым условием ассоциативного поведения дисперсных частиц в нефтяных системах

является превышение энергии ММВ над энергией теплового движения молекул.

Сущность процессов формирования дисперсной фазы состоит в увеличении упорядоченности расположения молекул растворённого вещества за счёт снижения энергии тепловых ударов со стороны молекул растворителя и в последующем объединении в комплексы предварительно ориентированных молекул.

Следующее важное замечание к определению дисперсной частицы связано с определением **нижней границы размера частиц**. В понятие "частица" в теории дисперсных систем вкладывается смысл того "строительного кирпичика", на основе которого строится вся коллоидная система - её структура и физико-химические свойства.

Если **структура молекулы линейная или плоская**, то ее нельзя - считать частицей дисперсной фазы, поскольку при "удалении" адсорбционно-сольватного слоя **теряется понятие дисперсного размера** по двум или одному из направлений. Это положение в первую очередь относится к высокомолекулярным углеводородам.

Форма коллоидной частицы, как дисперсной фазы должна стремиться к **сферической или цилиндрической форме**. Молекулы стремятся расположиться таким образом, чтобы **обеспечить плотную упаковку** - требование минимума свободной поверхностной энергии образования новой фазы. Как следует из конформационного анализа, наиболее устойчивой структурой парафиновых УВ нормального строения является компланарная зигзагообразная цепь (рис. 2.3).

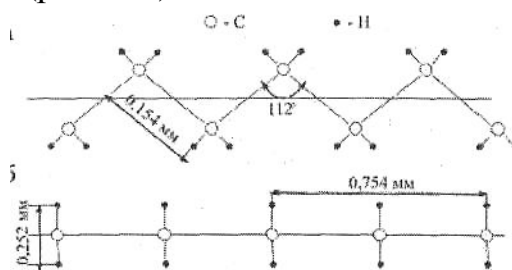


Рис. 2.3. Плоскостной транс-зигзаг молекулы n-алкана: а - вдоль оси молекулы; б - перпендикулярно оси молекулы

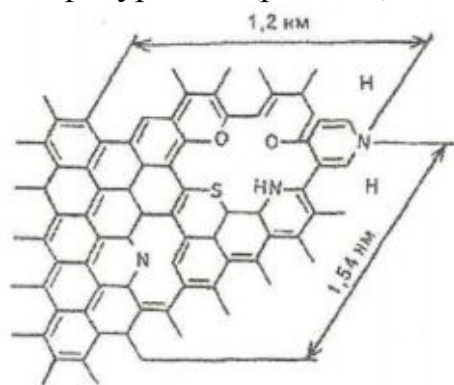
Такие молекулы способны к наиболее **тесной и правильной упаковке**. При ассоциации молекулы алканов располагаются параллельно.

Кроме того, по данным Ал. Ал. Петрова начиная с пентана алканы склонны к конформационным преобразованиям в виде "гош-структур". Дисперсные частицы такого типа присущи для легких нефтей парафинового основания.

Предполагается, что размеры частиц во всех трех направлениях должны превышать, по меньшей мере, удвоенную толщину поверхностного слоя и **составлять порядка 10 А (1 нм)**.

Необходимо разграничить представления дисперсных частиц для НМС и для растворов ВМС в низкомолекулярных растворителях. В случае ВМС, размеры и массы смолисто-асфальтеновых образований и ВМ УВ нефтяных сред не уступают таковым для типичных коллоидных частиц и могут быть приняты в качестве дисперсной фазы нефтяных систем с размером частиц базовой дисперсности 10-30 А (рис. 2.4).

В настоящее время общепринятым является положение о том, что основными структурными блоками молекул смол и асфальтенов являются полициклические конденсированные системы гибридного, смешанного типа, имеющие сложную пространственную конфигурацию (рис. 2.4).



*Рис. 2.4. Модель полядерной структуры монослоя асфальтенов*

В представлении центрально-симметрической структуры, центральное ядро составляя полициклическая система преимущественно бензольного типа, в меньшей степени циклопентановые и гетероциклические кольца (рис. 2.2). В периферийной части сосредоточены метильные группы алифатические цепочки.

Асфальтены отличаются от смол более высокими (в 2-5 раз) массами, более низким содержанием водорода, высоким содержанием углерода и более высоким содержанием конденсированных ароматических структур. Данные соединения образованы в результате ассоциирования преимущественно за счёт ковалентных связей структурных блоков, образованных в результате деструктивных процессов.

Для частиц базовой дисперсности характерные размеры составляют 10-30 А. Число молекул в ассоциате, равновесное состояние ассоциатов в дисперсионной среде обусловлено соотношением в ней различных групп углеводородов.

**Парафиновые У В** - это алканы. Высшие состава Си и выше при н.у. и су. и выделенные из нефти - твёрдые. Содержание их в нефти зависит от происхождения, генезиса, условий формирования последних, нефти содержание твёрдых парафинов колеблется от

долей до 20 % (Жетыбайское месторождение), нефти Поволжья содержат 2-5 % парафина.

Следует учитывать склонность всех алканов при определенных условиях к образованию ассоциатов. С понижением температуры число молекул УВ в парафиновом ассоциате возрастает, так как парафиновая цепь из зигзагообразной формы переходит в распрямленную, линейную. В таком состоянии молекулы ВМ парафинов становятся склонными к ММВ и образуют надмолекулярные структуры. Температура начала образования ассоциата повышается с увеличением молекулярной массы УВ- н-пентан  $\rightarrow$  - 60 °С, н-гексадекан  $\rightarrow$  +80 °С.

Число молекул УВ в ассоциате тем больше, чем ниже температура н-гексадекан при 20 °С  $\rightarrow$  3 молекулы, н-октан при -50 °С  $\rightarrow$  31 молекула.

С уменьшением температуры ослабляется тепловое движение молекул и возрастает энергия прочности в ассоциатах алканов. Интенсивность к ММВ у алканов существенно ниже по сравнению с другими классами нефти.

Парафиновые надмолекулярные структуры могут существовать в нефтяной системе только в области низких температур и полностью де-агрегируются при повышении температуры. Склонность к ассоциации у алканов определяется: длиной цепи, наличием в ней разветвлений, концентрацией твердых парафинов и других ВМ УВ, их соотношением, растворимостью парафиновых УВ, температурой и другими факторами.

ММВ ВМ парафинов обусловлены водородными связями, типа С-Н, с энергией 2-4 кДж/моль и дисперсионными силами.

**Нафтеновые УВ** (циклоалканы) в отличие от парафиновых УВ с тем же числом атомов углерода в молекуле находятся в ассоциированном состоянии при более высокой температуре. Число молекул в ассоциате от 2 до 4-5 в зависимости от температуры и строения.

Ароматические УВ имеют повышенную склонность к ММВ. С увеличением цикличности возрастает и склонность к ММВ. Полициклические ароматические УВ образуют двумерную (плоскостную) структуру. Они склонны к ММВ даже в области высоких температур. С увеличением длины заместителя линейного строения склонность к ассоциации уменьшается. Наиболее длинные боковые парафиновые цепи имеют моноциклические арены с числом углеродных атомов в цепи С<sub>1</sub>-С<sub>12</sub>. Бициклические арены имеют боковые цепи длиной С<sub>1</sub>-С<sub>7</sub>. Наименьшее число атомов углерода в

боковых цепях парафинового ряда ( $C_1-C_4$ ) при кольцах полициклических ароматических УВ.

**Гибридные УВ**, присутствующие в нефти также участвуют в ММВ, степень их определяется природой структурных звеньев: парафиновых цепей, 5- и 6-членных нафтеновых и ароматических колец.

**Гетероатомные соединения**, содержащие кислород, азот, серу, металлы (V, Ni) более полярные, чем УВ. Склонность к ассоциации у них выше по сравнению с УВ и более прочные связи в продуктах ММВ.

**Смолисто-асфальтеновые вещества (САВ)** - высокомолекулярные гетероциклические соединения. Их содержание в нефти может достигать до 25-50 % вес. Смолы - вещества, растворимые в низкокипящих алканах, нафтенах и ароматических УВ. Асфальтены растворимы в сероуглероде ( $CS_2$ ), четырёххлористом углероде ( $CCl_4$ ), ароматических УВ, но не растворимы в низкокипящих алканах. Обычно для смол характерно убывание гетероатомов в последовательности:  $N > S > O$ , для асфальтенов:  $S > O > N$ . Например, арланская нефть содержит асфальтенов ~ 6 %, относительная плотность ( $\rho_f^0$ ) её равна 1,140, молекулярная масса 1700 а. е. и средний элементный состав (%):  $C=82,85$ ;  $H=8$ ,  $S=5,42$ ;  $O=2,22$ ;  $N=1,29$ .

Смолы и Асфальтены - группы коллоидно-дисперсных веществ нефтей, различаются по составу, строению, размерам частиц, свойствам.

Методом ЭПР установлено, что в молекулах САВ имеются неспаренные электроны. В конденсированных ароматических структурах неспаренные электроны могут быть делокализованы по всем связям молекулы САВ, что снижает их химическую активность. Установлена экспоненциальная зависимость между содержанием свободных радикалов в САВ и степенью их ароматичности. По мере увеличения степени ароматичности в ряду масла  $\rightarrow$  смолы  $\rightarrow$  асфальтены  $\rightarrow$  карбены  $\rightarrow$  карбоиды, число свободных радикалов возрастает на 1 порядок и изменяется от  $1 \cdot 10^{17}$  до  $1,5 \cdot 10^{20}$  на 1 г вещества.

Асфальтены в нефтях могут находиться в молекулярном состоянии и в виде надмолекулярных структур, в состав которых входит до 5 и более молекул. На степень их ассоциации сильно влияет состав среды. При низких концентрациях асфальтенов (2 % в бензоле и 16 % в нафталине) они находятся в молекулярном состоянии и можно определить молекулярную массу ~ 2000 а. е. При повышении концентрации асфальтенов они формируют

надмолекулярные структуры. В результате этого молекулярная масса асфальтенов возрастает до 4000-6000 а. е. в зависимости от числа молекул в ассоциате. Для сравнения, молекулярная масса смол ~ 460-1600 а. е.

Методами РСА, электронной микроскопии и др. найдены размеры надмолекулярных структурных образований асфальтенов, представляющих пачку из 3-6 молекул асфальтенов: диаметр ассоциата 8-15  $\text{Å}$ , толщина 16-20  $\text{Å}$ . Базисные плоскости асфальтенов, образованные конденсированными ароматическими ядрами, расположены беспорядочно на расстоянии 3,5-3,7  $\text{Å}$  друг от друга. Базисные плоскости связаны между собой силами Ван-дер-Ваальса. В зависимости от степени ассоциации молекул асфальтенов в надмолекулярных структурах колеблется как молекулярная масса ассоциатов, так и их размеры.

Нефть представляет собой по отношению к асфальтенам смесь растворителей, лиофобных (метановые УВ и, возможно, нафтены) и офильных (арены и, особенно, смолы). Если дисперсионная среда содержит УВ растворители, хорошо растворяющие асфальтены, то они как правило, не образуют ассоциатов. Если же дисперсионная среда лиофобна по отношению к асфальтенам, то в таких нефтях асфальтены образуют ассоциаты, которые коагулируют и выделяются в твёрдую фазу, если степень ассоциации асфальтенов высока. Часто это происходит еще в условиях залегания нефти в пласте (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Состав нефти, добытой из залежи пласта А4 Ильменевского месторождения и оставшейся в пласте после завершения разработки

Нефть	Содержание, %			
	Асфальтены	Смолы	Парафины	Сера
Добытая	1,70	10,30	5,70	1,40
Осадочная	26,36	14,23	6,24	1,66

Асфальтены могут находиться в системе во взвешенном состоянии, если вязкость системы высока, а степень ассоциации их низкая. По этой причине легкие нефти, с низким содержанием ароматическими УВ, содержат в растворенном состоянии небольшое количество асфальтенов. Тяжелые, богатые смолами нефти могут содержать значительное количество асфальтенов в виде устойчивого коллоидного раствора.

## 2.1.2. Ассоциативные взаимодействия частиц

В соответствии с классификацией ММВ в нефтяных системах ассоциирование происходит за счёт следующих основных видов взаимодействия: ковалентная связь, донорно-акцепторная связь, кулоновское взаимодействие, формирование ион-радикальных комплексов и комплексов с переносом заряда, взаимодействие ионов с нейтральными частицами, обменное взаимодействие, резонансное взаимодействие свободных радикалов с диамагнитными молекулами, мультипольное взаимодействие диамагнитных молекул, ван-дер-ваальсовы силы.

Кристаллизационные структуры образованы химическими силами главных валентностей, как при пространственной полимеризации, так и за счёт кристаллизационных "мостиков" между частицами. Такие структуры обладают высокой прочностью и отсутствием тексотропии. В конденсационных структурах роль мостиков играют продукты поликонденсации.

Представление нефтяной системы в виде **иерархических уровней** на основе выделения структур определенного размера и свойств вносит ясность в понимание механизма образования дисперсной фазы.

Один из основных признаков стабильного функционирования самоорганизующейся системы, характеризующий ее жесткую онтологию, прозрачность и простоту описания - принцип иерархического подчинения Г. Хакена.

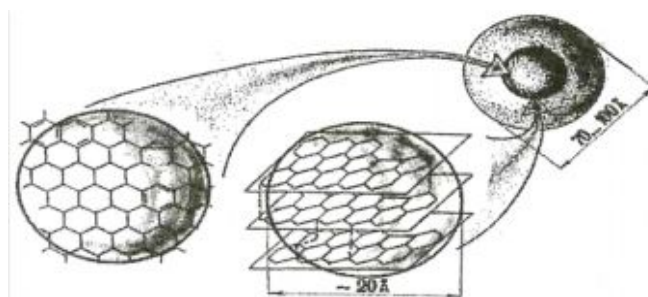
С учётом формы коллоидно-дисперсной фазы межмолекулярные взаимодействия приводят к образованию в нефти **пространственных надмолекулярных структур** (сшитых в пространстве, рис. 2.5), состоящих из множества ассоциатов и макромолекул. Надмолекулярные структуры – уровень структурной организации в нефтяных системах.





Надмолекулярные структуры коллоидных размеров отличаются от молекул **ВМС** в несколько раз большей молекулярной массой, наличием поверхности раздела фаз между ними и дисперсионной средой высокой плотностью, малой летучестью и придают нефтяной системе специфические свойства. Надмолекулярные структуры составляют ядро дисперсионной фазы. Ядро - это более упорядоченная внутренняя область, образована макромолекулами **ВМП**, асфальтенов или других компонентов нефти.

Форма, размеры и структура частиц дисперсной фазы зависят, прежде всего, от строения структурообразующих молекул (рис. 2.5).



*Рис. 2.5. Схема формирования дисперсной фазы*

Особенностью коллоидной структуры нефтяных систем является множественность первичных дисперсных частиц.

Можно выделить следующие базовые типы частиц коллоидной дисперсности - это **ВМ** **УВ** сложных пространственных конфигураций, **ГАС** - смолы и асфальтены и частицы твердой фазы - карбены и карбоиды. Для **ВМ** нефтяных систем характерна полидисперсность.

**Объединение** ассоциатов и макромолекул в надмолекулярные коллоидные образования идёт настолько быстро, обратимо и легко, что реальные системы состоят из сосуществующих и находящихся в термодинамическом равновесии макромолекул и ассоциатов. Форма, размеры и структура надмолекулярных структур определяют макроскопические свойства нефтяных систем. Частицы базовой дисперсности вовлекаются в процессы ассоциирования с образованием микронеоднородностей большего размера.

Например, молекулы с боковыми цепями, по сравнению с нормальными эквимолекулярными парафинами, имеют пониженную подвижность, более сложную конформацию и образуют менее упакованные структуры. Упаковка сильно разветвлённых в объёме молекул в периодические образования возможна лишь с

незначительной плотностью, недостаточной для создания энергетически выгодной комбинации.

Структура ядер отличается микронеоднородностью. Она зависит в большой степени от формы базовых частиц и степени однородности их размеров. Оказывают влияния и внешние факторы. Например, понижение температуры способствует повышению вязкости. В нефтяных системах с высокой вязкостью образуются формы коллоидных частиц, имеющие значительное количество аморфных зон – дефекты структуры (рис. 2.6), которые определяют неправильную форму структуру дисперсной фазы.



Рис. 2.6. Произвольные формы зародышей, возникающие в вязких средах

Если формированию зародыша не препятствует вязкость дисперсной среды, он получается правильной формы (сферической или цилиндрической).

Следующий важный момент ассоциативного поведения частиц базовой дисперсности - временной масштаб процессов ассоциации.

### 2.1.3. Модели структуры ассоциатов

В соответствии с теорией поверхностных явлений, частица дисперсной фазы должна обладать достаточным избытком свободной энергии, чтобы совершить работу образования новой поверхности раздела фаз. Свободные молекулярные силы на поверхности частиц компенсируются адсорбционным поверхностным слоем, то есть такая частица должна иметь ядро, содержащее однородную массу вещества, и должна быть окружена сольватным слоем (рис. 2.2).

Применительно к нефтяным дисперсным системам и для представления коллоидно-дисперсной фазы в работах З. И. Сюняева и его школы предложена модель **сложных** структурных **единиц** (ССЕ).

Введение понятия сложной структурной единицы (ССЕ) позволяет достигнуть универсальности подхода к рассмотрению процессов в нефтяных дисперсных системах и описывать макроскопические свойства, такие как, например, структурно-механическую прочность, склонность к расслоению на фазы и другие. Электростатическая природа надмолекулярной структуры способствует формированию вокруг неё сольватной оболочки. Причём, чем больше суммарный заряд ядра, так как он формируется

разными по природе компонентами базовой дисперсности, тем больше высота сольватного слоя (рис. 2.7).

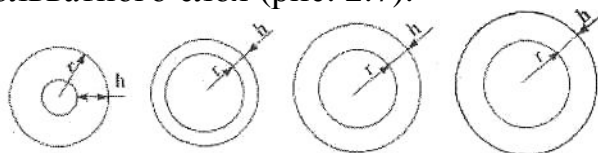


Рис. 2.7. Разновидности сложных структурных единиц

**Дисперсная частица сложного строения** (надмолекулярная структура и плюс сольватный слой) способна к самостоятельному существованию и получила название **сложной структурной единицы** (ССЕ), которая представляет комбинацию ядра, окруженного сольватной оболочкой. ССЕ может перемещаться в дисперсионной среде, так как, благодаря сольватным оболочкам, частицы асфальтенов или высокомолекулярных парафинов (ВМП), образующие ядро, не слипаются между собой.

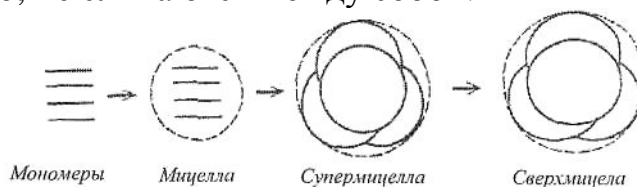


Рис. 2.8. Схема агрегации молекул

**Асфальтены - коллоидные системы.** В качестве дисперсной фазы эти структуры удерживают значительную часть легких УВ фракций. По некоторым оценкам величина их может достигать 50 % от доли коллоидов. Мицеллы асфальтенов стабилизируются смолами (мицелла, лат. - крошечка, частица дисперсной фазы золь, окружённая слоем молекул или ионов дисперсионной среды).

При значительном содержании парафина в нефти возможно возникновение пространственных структур, состоящих из коллоидных частиц асфальтенов, парафина, смол (рис. 2.8).

Характерной особенностью ССЕ является разница поверхностных энергий между надмолекулярной структурой и сольватным слоем и между сольватным слоем и дисперсионной средой.

ССЕ могут взаимодействовать с дисперсионной средой. В этом случае возможно 2 варианта.

1. Поверхностное натяжение дисперсной среды ( $\sigma_{дс}$ ) меньше, чем у сольватного слоя ( $\sigma_{ст}$ ) ССЕ. В этом случае формируется активная ССЕ с нескомпенсированной поверхностной энергией. Компенсация этой поверхностной энергии достигается при слиянии 2-х или нескольких активированных ССЕ, что сопровождается ростом размеров надмолекулярной структуры.

Чем больше разница между поверхностными энергиями надмолекулярной структуры и дисперсионной среды, тем быстрее увеличиваются размеры надмолекулярной структуры и тем больше снижается толщина сольватного слоя в ССЕ (рис. 2.9).

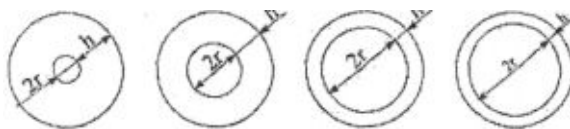


Рис. 2.9. Динамика изменения размеров ССЕ для жидких ДС

2. Поверхностное натяжение дисперсионной среды значительно больше, чем у сольватного слоя ССЕ. Это приводит к вытеснению из сольватного слоя ССЕ углеводородов, обладающих малыми значениями поверхностного натяжения. При высоких значениях  $\Delta\sigma$  может не только уменьшаться толщина сольватного слоя и изменяться его углеводородный состав, но и разрушаться надмолекулярная структура, вплоть до полного ее исчезновения (рис. 2.10).

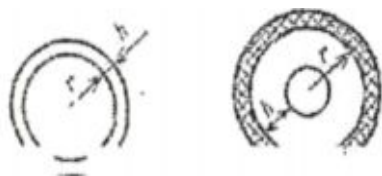


Рис. 2.10. Модели предельных состояний

ССЕ могут образовывать **свободнодисперсные** системы (золи) и **связаннодисперсные** системы (гели). В свободнодисперсной системе частицы дисперсной фазы не связаны друг с другом и могут перемещаться под действием внешних сил (силы тяжести или броуновского движения). Дисперсная фаза связаннодисперсных систем образует сплошной каркас (пространственную структуру), внутри которой содержится дисперсионная среда.

**Нефтяные дисперсные системы** (свободно - и связаннодисперсные) характеризуются **структурно-механической прочностью**. Под структурно-механической прочностью НДС понимается ее способность сопротивляться действию внешних сил. Чем больше **силы взаимодействия** макромолекул ВМС в ассоциате и между ассоциатами в системе, тем выше структурно-механическая прочность НДС.

Структурно-механическая прочность нефтяных дисперсных систем определяется главным образом **толщиной сольватной оболочки** вокруг надмолекулярной структуры. Такие оболочки имеют определенную упругость и вызывают расклинивающее

давление, которое так действует на частицы НДС, что стремится их раздвинуть, оттолкнуть друг от друга. Чем меньше толщина сольватной оболочки, тем выше структурно-механическая прочность НДС. Например, такое поведение можно сравнить с металлической линейкой: чем она тоньше, тем выше её упругость. Выше, чем у бруска из того же металла.

С другой стороны, структурно-механическая прочность НДС тем выше, чем больше в системе ССЕ разных типов соединений: асфальтенов, смол, парафинов, полициклических УВ. Структурно-механическую прочность НДС оценивают степенью отклонения структурной вязкости  $\mu_{\max}$  от динамической вязкости  $\mu_{\min}$ .

По величине структурно-механической прочности структурной единицы НДС располагается в ряд: гель  $\rightarrow$  золь  $\rightarrow$  ССЕ.

**Температура** влияет на структурно-механическую прочность системы. При повышении температуры структурно-механическая прочность снижается и при стремлении её величины к нулю система переходит в состояние молекулярного раствора.

Температура влияет на устойчивость дисперсной системы против расслоения. Под **кинетической** устойчивостью НДС понимается способность дисперсной фазы **сохранять** в течение определенного времени **равномерное распределение** ССЕ в дисперсионной среде.

Неустойчивость систем оказывает влияние на проведение целевых процессов: добыча, транспорт, хранение и вызывает необходимость принятия соответствующих технических мер по защите от расслоения.

Неустойчивость проявляется укрупнением частиц дисперсной фазы за счет их слипания под влиянием межмолекулярного взаимодействия друг с другом. При этом теряется кинетическая устойчивость и происходит разделение фаз, то есть происходит **коагуляция**. Поверхность раздела фаз при этом уменьшается.

Этот процесс состоит из 2-х стадий:

- скрытая стадия, в которой происходит укрупнение ассоциатов;
- явная стадия, в которой укрупненные частицы выпадают в самостоятельную фазу-осадок.

Унгером Ф. Г. и его школой проведены исследования природы ССЕ. Согласно их представлениям, процессы гомолитической диссоциации молекул на нейтральные радикалы в ковалентных жидкостях приводят к образованию ССЕ. Сольватный слой, сосредоточенных вокруг ядра, состоит из произвольного числа

подслоев. Каждый подслой содержит определенный класс молекул (рис. 2.11).

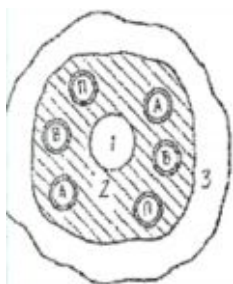


Рис. 2.11. Модель сложной структурной единицы: 1 - ядро; 2 - адсорбционно-сольват-ный слой, состоящий из А - асфальтенов, В - парафинов, В - вещества другой природы; 3 — дисперсионная среда

Взаимное расположение молекул определяется потенциалом парного взаимодействия, кинетической энергией движения молекул и их формой. Ядро ССЕ будут составлять молекулы с наибольшим потенциалом парного взаимодействия. Далее по слоям потенциал парного взаимодействия должен уменьшаться.

Дисперсионную среду составляют молекулы с потенциалом парного взаимодействия, значение которого меньше средней кинетической энергии движения молекул системы. Применение модели ССЕ вполне удовлетворительно описывает процесс образования НМС. Однако остается открытым вопрос ассоциирования различных видов частиц базовой дисперсности и вопросы взаимодействия ССЕ между собой. Учитывая случайный характер агрегирования частиц базовой дисперсности, требуется проводить конкретизацию модели применительно к рассматриваемой дисперсной системе, включая метрический масштаб, структуру ядра, механизм агрегирования частиц базовой дисперсности.

## 2.2. Структурная организация ассоциатов в нефтяных системах

Учитывая диффузионный, случайный характер механизмов агрегирования частиц базовой дисперсности, более вероятная модель ассоциата по мнению исследователей УГНТУ (Республика Башкортостан, Мухаметзянов И. З. и др.), может выглядеть в соответствии с рис. 2.12.

В таком представлении ассоциата решаются указанные выше проблемы ассоциирования различных частиц, проблемы сложности идентификации ССЕ и невозможности определения доли сольватированных молекул или толщины сольватного слоя, проблемы невозможности полного фракционирования частиц базовой дисперсности. Экспериментальные методы исследования характеристик структуры смол и асфальтенов и их ассоциатов затруднены из-за сильной неупорядоченности и неустойчивости, достаточно трудоёмки и требуют высокую техническую оснащённость.

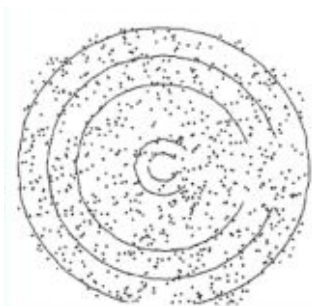


Рис. 2.12. Распределение частиц базов дисперсности в ассоциате

Для решения задачи количественного анализа ассоциации смолисто-асфальтеновой части перспективным представляется метод моделирования в широком понимании этого термина. Термин "молекула" в составе нефтяной среды для высокомолекулярной части является условным, и в научной литературе приводятся, как правило, данные для некоторой гипотетической (среднестатистической) молекулы.

Более приемлемым термином для нового образования является термин из области физики малых частиц - "кластер": образование, состоящее из множества различных молекул, внутри которого сохраняются индивидуальные свойства составляющих элементов.

Агрегирование частиц дисперсной фазы не происходит, если свободная межфазная поверхностная энергия настолько низкая, что выигрыш энергии при ассоциации частиц не компенсирует уменьшение энтропии системы, за счёт упорядочения системы.

Учитывая диффузионный механизм ассоциирования частиц базовой дисперсности, время агрегирования является значимым параметром эволюции структур. Поэтому следует уточнить определение ассоциатов как пространственно-временные структуры.

Установлено, что сольватный слой таких НДС представлен компонентами с низкой молекулярной массой, аналогичен по составу фракции мальтенов (фракция, растворимая в изооктане) и характеризуется высокой концентрацией сильнополярных компонентов.

В настоящее время в исследованиях используются следующие базовые модели неравновесного роста: диффузионно-ограниченной агрегации (DLA), предложенная Виттеном и Сандером; кластер-кластерной агрегации (ССА), предложенная Kolb. M., Meikin P., Botet R., Mlien R.; дендритного роста.

В случае кластер-кластерной модели в пространство одновременно запускается большое количество частиц. В результате случайных блужданий и агрегации частиц и кластеров формируется большое число малых кластеров. Дальнейшее движение и агрегация кластеров приводит к образованию сети или одного большого кластера.

В модели дендритного роста (древовидная модель) происходит избирательность процесса агрегирования, когда относительно некоторого центра происходит агрегация сначала только

определенного вида частиц, в результате чего образуется ядро ("ствол дерева") с определенным составом частиц. При этом окружающая среда обедняется частицами данного вида. Затем на полученное ядро из среды агрегируют частицы уже другого типа, например, смолы. В результате кластер укрупняется ("рост веток на стволе"). Окружающая кластер среда опять "обедняется" уже частицами второго типа. Далее процесс продолжается ' частицами третьего типа и так далее. Процесс идёт либо до исчерпания из среды всех частиц, как при дендритной кристаллизации из жидкой в твёрдую фазу, либо он прекращается по исчерпанию из среды всех частиц, способных к агрегированию.

На рис. 2.13 приведены типичные кластеры, полученные при имитационном моделировании роста структуры дисперсной фазы в трёх рассматриваемых моделях.

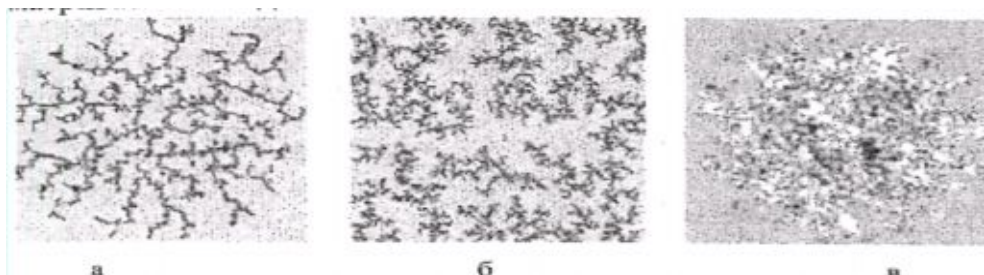


Рис. 2.13. Типичные кластеры, полученные в агрегационных моделях: а - частица-кластер; б - кластер-кластер; в - дендритный рост

Процесс ограниченной диффузией агрегации имеет три режима роста, которые определяются концентрацией частиц в системе, поскольку агрегация определяется расстоянием между частицами и кластерами. Первый режим - флокуляция, хорошо описывается моделью Виттена-Сандера. Имеется множество затравочных мест, в которых происходит рост кластера, однако кластеризации кластеров не происходит. Второй режим - желатинизация или гелеобразование, хорошо описывается моделью кластер-кластерной агрегации. Концентрация кластеров становится большой, и происходит кластеризация кластеров.

Полученный в результате модельных агрегаций фрактальный кластер удовлетворяет общим свойствам **фрактальных множеств**. По этому и применяются для модельных агрегаций понятия и свойства фрактальных множеств.

Дендритообразование характерно для веществ, мало склонных к переохлаждению и имеющих большую скорость кристаллизации. В противном случае от центров кристаллизации равномерно по всем направлениям растут кристаллические иголки, образуя так называемые сферолиты. Типичный дендритный рост можно



наблюдать при кристаллизации из расплавов, растворов или паровой фазы органических веществ: рост кристаллов парафинов, образование гидратных пробок.

Понятия фрактальных и дендритных структур тесно переплетаются, а некоторыми авторами даже отождествляются. Дендриты как специфический продукт кристаллизации из растворов, несомненно, обладают фрактальными свойствами, этими свойствами обладают фактически любые сложные продукты природы и человеческой деятельности. Можно выделить два характерных времени агрегации: диффузионное и реакционное. Соответственно различают и два предельных случая агрегации: диффузионно-контролируемая и кинетически контролируемая. В случае, когда вероятность присоединения частиц и кластеров с образованием связи настолько мала, что рост определяется не диффузией, а скоростью реакции, образуемые кластеры по-прежнему являются фракталами. Кластеры при этом имеют более компактный вид.

Несмотря на кажущуюся хаотичность, фрактальный кластер имеет внутренний порядок. Параметром порядка в данном случае является фрактальная размерность кластера. Понимание этого факта позволяет по-новому представить и оценить механизмы роста от низших УВ к коллоидам и изменения свойств неупорядоченных структур по схемам. Углеводороды → Смолы → Асфальтены

Углеводороды → Смолы → Асфальтены → Карбены

Генерируются случайные блуждающие частицы, которые сталкиваются, агрегируются, идёт фрагментация кластеров с возможностью образования кластерной сети (рис. 2.14).

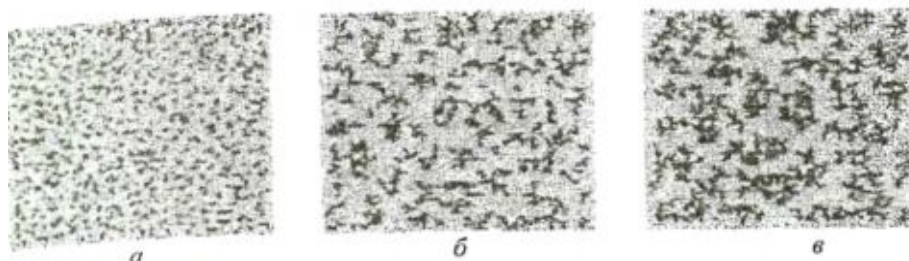
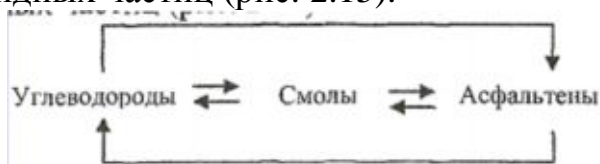


Рис.2.14 Схема формирования кластеров во времени агрегации, которое для фрагментов а, б, в соотносится как 0,02:0,4:1

Модель позволяет представить и процесс разупорядочности некоторых коллоидных частиц (рис. 2.15).



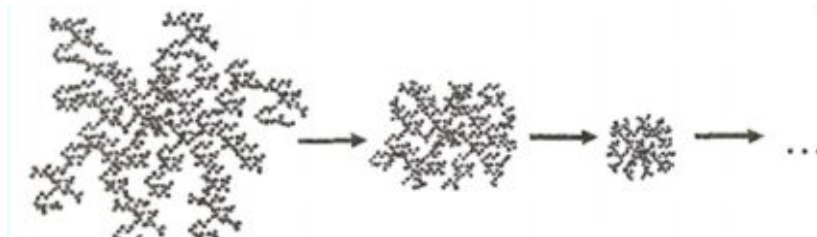


Рис. 2.15. Схема деструкции кластеров

Учитывая парамагнитную природу асфальтенов, ССЕ представляется в виде фрактальной модели (рис. 2.16), которая хорошо объясняет проблемы выделения асфальтенов из нефти. Свойства атомов и молекул в различных энергетических состояниях различны. За счет неравновесных процессов происходит быстрое перераспределение заселенностей по большому числу термов и неизвестно, какой из них окажется в данной конкретной системе наиболее реакционноспособным.

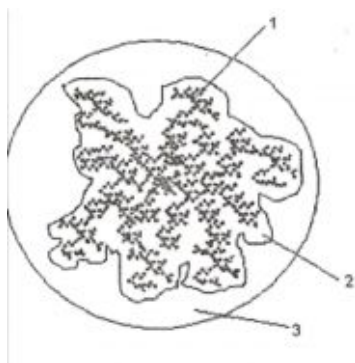


Рис. 2.16. Фрактальная модель структуры кластеров надмолекулярных образований: 1 - жёсткий парамагнитный каркас ассоциатов асфальтенов фрактальной структуры; 2 — адсорбционный слой; 3 — дисперсионная среда

В первую очередь они продиктованы практическими задачами поиска эффективных способов воздействия на нефтяную систему. К ним относятся: песчаные пробки, образующиеся в результате скрепления частиц вязкими компонентами нефти в пластовых условиях, АС-ПО, кристаллогидраты природных газов и другие.

Все эти проявления связаны с **фазообразованием**, изменением размеров дисперсной фазы, расслоением дисперсной системы.

При решении подобных проблем формируется дисперсная система со строго определёнными размерами частиц. Процессами физического агрегирования можно управлять, изменяя и подбирая следующие факторы: отношение структурирующихся компонентов к неструктурирующимся, температура, давление, растворяющая сила среды, степень диспергирования ассоциатов, применяя механические способы, электрические и магнитные поля и другие.

Предотвращения нежелательных осложнений осуществляют повышением устойчивости нефти к расслоению путём регулирования ММВ внешними воздействиями: введением различных добавок и др. Для предотвращения нежелательного выпадения парафинов и асфальтенов в промышленном транспорте и аппаратах подготовки следует применить подачу активатора - концентрата ароматических УВ. В результате изменения баланса сил ядро ССЕ диспергируется, тем самым повышается устойчивость

дисперсной системы против расслоения и выделения их в виде твёрдой фазы.

**Структурирование** частиц дисперсной фазы влияет на вязкосные характеристики нефтяных систем и на реологические свойства нефтей. Между **дисперсностью** и макроскопическими свойствами нефтяной дисперсной системы существует связь, выражаемая полиэкстремальными зависимостями. Такие зависимости позволяют подбирать оптимальные сочетания внешних воздействий для целенаправленного изменения коллоидно-химических и реологических свойств нефтей.

### 3. ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА

Промысловая подготовка нефти и газа предполагает доведение продукции добывающих скважин до унифицированных товарных кондиций в соответствии с техническими требованиями ГОСТ Р 51858–2002 на нефть и ОСТ 51.40–93 на газ.

#### 3.1. 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 3.1. и нефть подразделяют на 4 класса.

Таблица 3.1

##### Классы нефти

Класс	Наименование нефти	Содержание серы, % масс.	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,6 включ.	По ГОСТ 1437
2	Сернистая	От 0,6 до 1,8 включ	
3	Высокосернистая	От 1,8 до 3,5 включ	
4	Особо высокосернистая	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 3.2

##### 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 <sup>3</sup> ), при тем-ре	20 °С	Не более 830		830,1–850		850,1–870		870,1–895		Более 895		ГОСТ 3900
	15 °С	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 доля парафина, % масс, не более		–	6	–	6	–	6	–	–	–	–	ГОСТ 11851

Примечания:	1. Определение плотности при 20 °С обязательно до 1 января 2004 г.; определение плотности при 15 °С 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. 3.2.

По степени подготовки нефти к транспорту и передаче потребителю товарная нефть подразделяется на 3 группы качества (табл. 3.3) в соответствии с условиями ГОСТ Р 51858-2002.

Таблица 3.3

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	1,0
Концентрация хлористых солей, г/м <sup>3</sup> (мг/дм <sup>3</sup> , 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 мм рт. ст.) при температуре 37,8 °С		
Содержание хлорорганических соединений, млн <sup>-1</sup> , (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 считают, как соответствующей группе с большим номером		

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

Таблица 3.4

Виды товарной нефти

Показатели	Нормы показателей для видов нефти		
	1	2	3
1. Массовая доля сероводорода, млн. <sup>-1</sup> (ppm), не более	20	50	100
2. Массовая доля метил- и этил- меркаптанов (в сумме), млн. <sup>-1</sup> (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. <sup>-1</sup> " 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. 3.5). При поставке нефти на экспорт к обозначению типа товарной нефти добавляется индекс "э".

Требования к газу, подготовленному к транспорту представлены (табл. 3.6) разработаны Всероссийским научно-исследовательским институтом природных газов и газовых технологий.

Таблица 3.5.

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 °С – 860 кг/м <sup>3</sup> , (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 P 51858–2002
2. Поставка нефти на экспорт. В товарной нефти: содержится – 1,15, % масс серы, (класс 2); плотность нефти при 20 °С – 860 кг/м <sup>3</sup> ; 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 P 051858–2002

Таблица 3.6

Требования к качеству газа по ОСТ 51.40–93

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
1. Точка росы по влаге, не выше °С	–3	–5	–10	–20
2. Точка росы по углеводородам, не выше, °С	0	0	–5	–10
3. Масса сероводорода, г/м <sup>3</sup>	не более 0,007			
4. Масса меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup>	не более 0,016			
5. Объемная доля кислорода (%)	не более 0,5		не более 1,0	
6. Теплота сгорания низшая МДж/м <sup>3</sup> при 20 °С и 101,325 кПа,	не менее 32,5			
7. Температура газа, °С	На входе и в самом газопроводе устанавливается проектом			

8. Масса механических примесей и труднолетучих жидкостей	Условия оговариваются в соглашениях на поставку газа с ПХГ, ГПЗ и промыслов
--	---

Настоящий 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 (ГОСТ 16350) допускается поставка в отдельные газопроводы газа с более высоким содержанием сероводорода и меркаптанов по согласованным в установленном порядке техническим условиям. Для газов, в которых содержание углеводородов  $C_{5+высш}$ , не превышает  $1,0 \text{ г/м}^3$ , точка росы по углеводородам не нормируется.

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

### **3.2. Подходы к системам подготовки скважинной продукции**

Извлечение из залежи пластовой нефти на поверхность осуществляется через систему добывающих скважин. Вместе с нефтью из недр добываются значительные объёмы пластовой воды, как вытесняющего агента, попутный (нефтяной) газ, твёрдые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Поэтому скважинная продукция нефтяных месторождений всегда представляет собой сложную многофазную многокомпонентную дисперсную систему.

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

Под **системой сбора нефти, газа и воды** 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 (рис. 2.1).

Система сбора и подготовки нефти включает комплекс промышленных технических средств и установок, соединенных трубопроводами. Обычно на месторождениях применяется напорная герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин, почти полностью исключающая потери углеводородов (рис. 2.1).

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



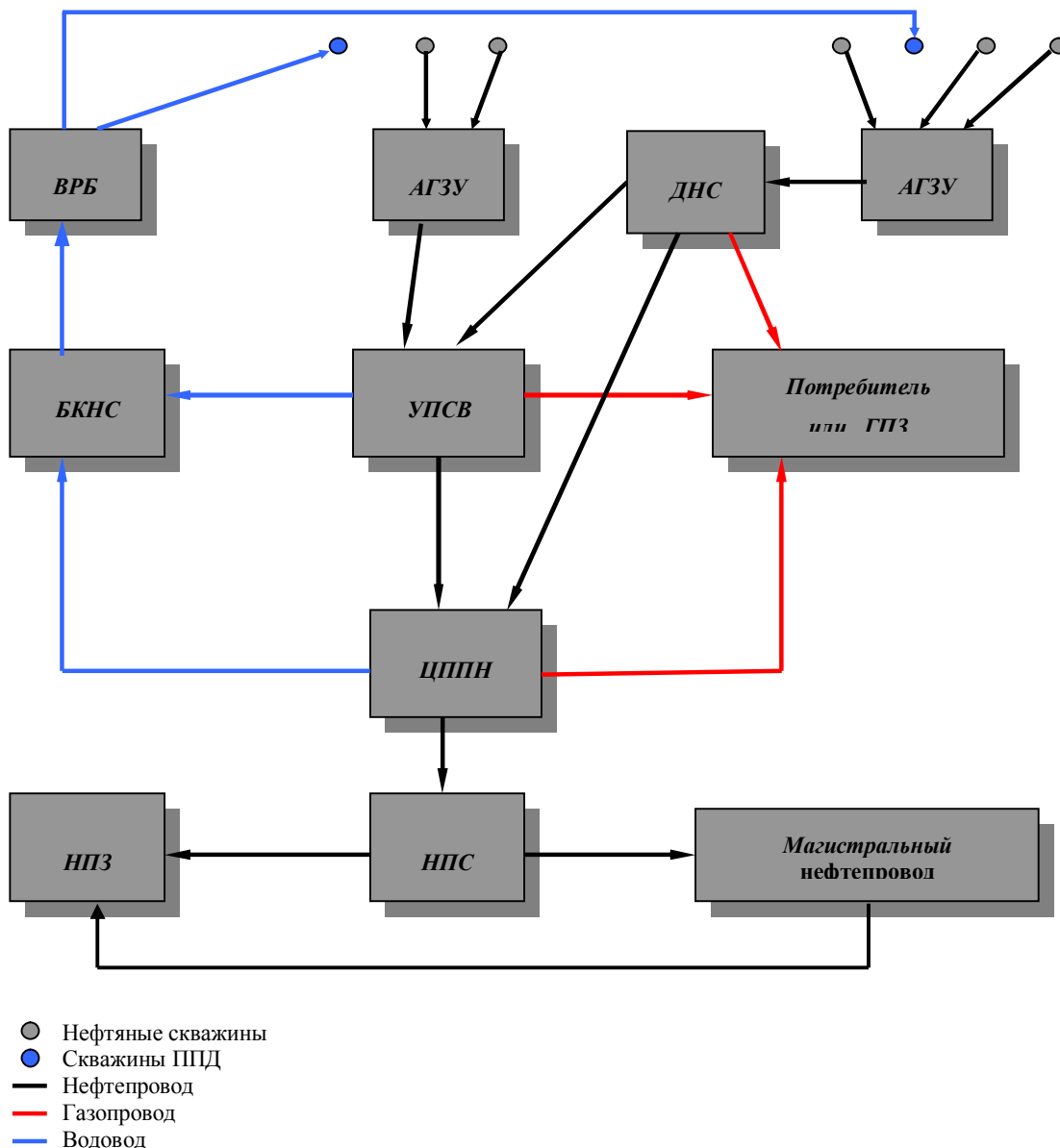


Рис. 3.1. Схема сбора и подготовки продукции скважин

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

- измерение продукции каждой скважины;
- транспортировки продукции скважин за счет энергии пласта или насосов до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды;
- отделение газа от нефти и транспортировка его до пункта подготовки или до потребителя;
- отделение свободной воды от продукции скважин до установок подготовки нефти (в случае добычи обводненной нефти);
- отдельный сбор и транспорт продукции скважин, существенно

отличающейся по обводненности или физико-химическим свойствам;

- подогрев продукции скважин, если невозможно ее собирать и транспортировать при обычных температурах.

Максимальная добыча нефти, около 600 млн. тонн в год, на территории бывшего СССР, приходилась на период 1980 – 1990 гг., в основном, за счет ввода в эксплуатацию высокодебитных месторождений Западной Сибири.

В годы бурного развития нефтедобывающей промышленности, когда ежегодно открывались крупные нефтяные месторождения и росли объёмы добываемой нефти, резкое улучшение технико-экономических показателей промыслового хозяйства могло быть достигнуто путем ликвидации мелких и неэкономичных технологических объектов, консервации разведочных, контрольных, малодебитных скважин.

В разработку вводились только высокодебитные месторождения, проводилось максимальное укрупнение и централизация систем сбора и подготовки скважинной продукции. Организация крупных централизованных сборных пунктов значительно упрощала схемы нефтегазосбора отдельных промыслов и создала благоприятные условия для их объединения в более крупные административно-хозяйственные единицы. Разделение нефти и газа и соответствующая их обработка на крупных централизованных пунктах более выгодны, чем на разбросанных мелких объектах, что позволило снизить потери легких фракций нефти, улучшить подготовку нефти.

К концу прошлого столетия объем добываемой нефти сократился и стабилизировался на отметке 303–305 млн. тонн в год. Эксплуатируемые крупные месторождения, определяющие объем добычи нефти, приближаются к последним стадиям разработки. Состояние их характеризуется значительными исчерпывающими запасами, преждевременным обводнением, изношенностью систем сбора и трубопроводного транспорта до 50–80 %.

Перспективные направления в добыче нефти в 21 веке в России будут определяться в основном следующими факторами: уровнем мировых цен на топливо, налоговыми условиями и научно-техническими достижениями в разработке и эксплуатации месторождений, а также качеством разведанной сырьевой базы.

Важным стимулом для роста добычи в 2000 г. были очень высокие цены на нефть практически в течение всего года. Экспорт российской нефти в страны дальнего зарубежья в 2000 г. составил 144,1 млн. тонн и устойчиво возрастает.

Для прироста добычи нефти Правительством Российской Федерации были приняты Постановления о мерах по вводу в эксплуатацию бездействующих, контрольных и находящихся в консервации скважин на нефтяных месторождениях и обеспечивающие гибкое налогообложение (стимулирующее) в части:

- эксплуатации месторождений с истощенными и трудноизвлекаемыми запасами (дебит 0,1–1 т/сутки), которые составляют более 50 % от общего количества текущих извлекаемых запасов с помощью новых технологий;
- ввода в разработку месторождений с низкопроницаемыми коллекторами (0,05 мкм<sup>2</sup>) и другие.

Процесс стабилизации добычи нефти и дальнейшего развития нефтяной промышленности России невозможен без применения нетрадиционных систем разработки, новых технологий и современных технических средств, а это все зависит от состояния отраслевой и академической науки, и не только нефтегазового комплекса, но и нефтегазового машиностроения.

Ввод в эксплуатацию новых небольших месторождений требует промышленное их обустройство, при котором, значительная доля капиталовложений приходится на сооружение систем сбора и транспорта продукции скважин.

Системы сбора нефти и газа постоянно совершенствуются. Разработан ряд принципиально новых герметизированных систем нефтегазосбора, в основу которых положен прогрессивный метод **совместного транспорта нефти и газа** как в **двухфазном**, так и **однофазном** состояниях (транспорт газонасыщенной нефти) на большие расстояния, измеряемые десятками километров, под давлением, достигающим  $70 \cdot 10^5$  н/м<sup>2</sup> (Па). Это позволило значительно улучшить технико-экономические показатели нефтепромышленного хозяйства в целом.

Разработка и внедрение технологий для совместной перекачки нефти, газа и воды современными многофазными (мультифазными) винтовыми насосными установками позволит нефтяным компаниям снизить капиталовложения, сократить сроки ввода в эксплуатацию новых месторождений, увеличить рентабельность и, что немаловажно, соблюдать жёсткие экологические требования, за счёт полной утилизации попутного газа. В России широкое применение получают винтовые насосные установки зарубежного производства, таких компаний как Vorneman, Rosscor. Они используются во всём мире и позволяют перекачивать газожидкостные смеси практически при любых соотношениях жидкости и газа в смеси и создавать

давление до 6 МПа.

Однако в отечественное машиностроение тормозит создание нефтегазового оборудования в России и, как следствие решение задач развития нефтегазового комплекса. Остается надеется, что намеченные перспективы развития нефтедобывающего комплекса вплоть до 2015 года будут успешно реализованы и позволит поддерживать уровни добычи нефти в России в 330-370 млн. тонн.

### 3.3. Существующие системы сбора скважинной продукции

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

При самотечной двухтрубной системе сбора (рис. 3.2) продукция скважин разделяется при давлении 0,6 МПа и продолжает движение отдельно по самостоятельным трубопроводам.

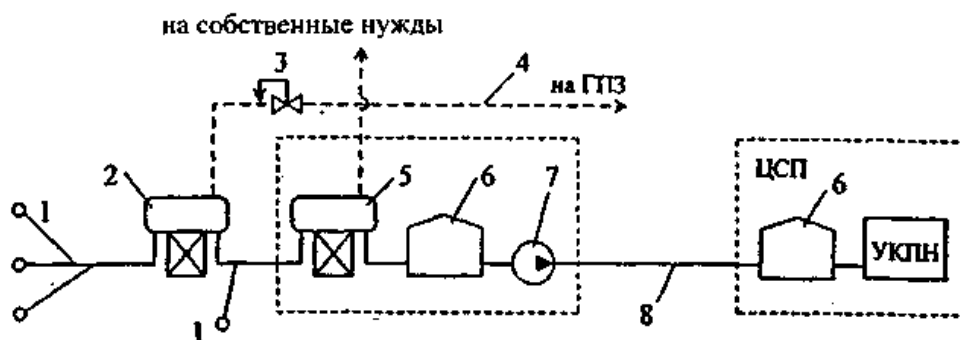


Рис. 3.3. Принципиальная схема самотечной двухтрубной системы сбора:

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

Выделившейся газ под собственным давлением транспортируется до компрессорной станции или сразу на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), если он расположен поблизости.

Жидкая фаза направляется на вторую ступень сепарации. Выделившийся здесь газ используется на собственные нужды. Нефть самотёком (за счёт разности нивелирования высот) поступает в резервуары участковых сборных пунктов и далее насосами перекачивается в сырьевые резервуары центрального сборного пункта (рис. 3.2).

Самотечных двухтрубных систем сбора нефти и газа и относятся к системам **раздельного** сбора продукции скважин, соответствуют на старых промыслах. Они характеризуются:

- низким давлением в нефтегазосборных трубопроводах;

- низкими скоростями движения, вследствие чего возможно запарафинивание трубопроводов, приводящее к снижению их пропускной способности;
- многочисленностью промежуточных технологических объектов и, как следствие, большой металлоемкостью, нерациональным использованием избыточной энергии пласта и из-за негерметичности резервуаров и трудностей с использованием газов 2-й ступени сепарации – значительными потерями газа и легких фракций нефти, достигающими 2–3 % от общей добычи нефти;
- требованием глубокой дегазации нефти для предотвращения образования газовых скоплений в трубопроводах.

Идея совместного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин получила свое дальнейшее развитие в работах Грозненского нефтяного института, где была разработана **высоконапорная однотрубная система сбора** (рис. 3.3).

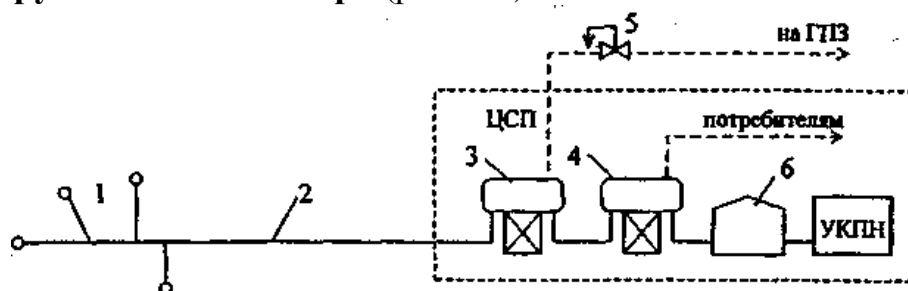


Рис. 3.3. Принципиальная схема высоконапорной однотрубной системы сбора: 1 – скважины; 2 – газонефтепровод; 3 – сепаратор первой ступени; 4 – сепаратор второй ступени; 5 – регулятор давления; 6 – резервуары

Особенностью высоконапорной однотрубной системы сбора является совместный транспорт продукции скважин на расстояние в несколько десятков километров за счет высоких (до 6–7 МПа) устьевых давлений.

Применение высоконапорной **однотрубной** системы позволяет отказаться от сооружения **участковых** сборных пунктов и перенести операции по сепарации нефти на центральные сборные пункты. Благодаря этому достигается максимальная концентрация технологического оборудования, укрупнение и централизация сборных пунктов, сокращается металлоемкость нефтегазосборной сети, более полно используется естественная энергия пласта и исключается необходимость строительства насосных и компрессорных станций на территории промысла, появляется возможность **увеличить число ступеней сепарации** и обеспечить утилизацию попутного нефтяного газа с самого начала разработки месторождений.

Расчет экономической эффективности применения

высоконапорной системы на одном из месторождений объединения Грознефть показал, что после внедрения этой системы себестоимость нефти снизилась на 2,5 %, а газа на 30 %. Аналогичные схемы были внедрены на месторождениях Ставропольского края, Дагестана, Туркмении, Казахстана и других районов страны.

Недостатком системы является то, что из-за высокого содержания газа в смеси (до 90 % по объему) в нефтегазосборном трубопроводе имеют место значительные пульсации давления и массового расхода жидкости и газа. Высоконапорная однетрубная система сбора может быть применена только на месторождениях с высокими пластовыми давлениями и требует особого внимания к выбору режимов перекачки, обеспечивающих малые потери напора и малые пульсации давления.

Институтом Гипровостокнефть разработана **напорная система сбора нефти и газа** с целью наибольшего укрупнения и централизации объектов разделения продукции скважин и подготовки нефти и газа к магистральному транспорту в условиях, когда пластовые давления не обеспечивают высоких значений устьевых давлений на скважинах. Эта система нефтегазосбора предусматривает **однетрубный** транспорт нефти и газа до участковых сепарационных установок, расположенных на расстоянии до 7 км от скважин, и транспорт **газонасыщенных** нефтей в **однофазном** состоянии до **ЦСП** на расстояние до 100 км и более.

Кроме того, этой системой предусматривается использование энергии пласта или напора, создаваемого глубинными насосами, для **бескомпрессорного** транспортирования газа первой ступени сепарации на большие расстояния. Давление на устье скважин поддерживается от 1,0 до 1,6 МПа. Продукция нефтяных скважин проходит групповые замерные установки, на которых периодически замеряются дебиты скважин. Далее эта продукция по **одному трубопроводу** подается в сепараторы первой ступени, сгруппированные на участковых сепарационных пунктах.

После сепарации первой ступени при давлении 0,5–0,6 МПа газ за счет давления в сепараторе направляется к потребителям, а нефть с оставшимся растворенным газом – на центральный сборный пункт.

На этом пункте осуществляются окончательная сепарация нефти и газа, подготовка нефти к сдаче потребителю, переработка газа всех ступеней сепарации и подготовка сточных вод к закачке в пласты (рис. 3.4).

Применение напорной системы сбора позволяет:

- сконцентрировать на ЦСП оборудование по подготовке нефти, газа и воды для группы промыслов, расположенных в радиусе 100 км;
- применять для этих целей более высокопроизводительное оборудование, уменьшив металлозатраты, капитальные вложения и эксплуатационные расходы;
- снизить капиталовложения и металлоемкость системы сбора, благодаря отказу от строительства на территории промысла компрессорных станций и газопроводов для транспортировки нефтяного газа низкого давления;
- увеличить пропускную способность нефтепроводов и уменьшить затраты мощности на перекачку вследствие уменьшения вязкости нефти, содержащей растворенный газ.

Недостатком напорной системы сбора являются большие эксплуатационные расходы на совместное транспортирование нефти и воды с месторождений до ЦСП и, соответственно, большой расход энергии и труб на сооружение системы обратного транспортирования очищенной пластовой воды до месторождений для использования ее в системе поддержания пластового давления.

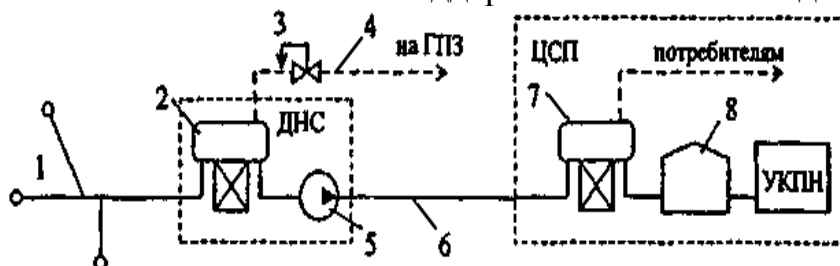


Рис.3.4. Принципиальная схема напорной системы сбора: 1 – скважины; 2 – сепаратор первой ступени; 3 – регулятор давления типа "до себя"; 4 – газопровод; 5 – насос; 6 – нефтепровод; 7 – сепаратор второй ступени; 8 – резервуар; ДНС – дожимная насосная станция

В настоящее время применяют системы сбора, лишенные указанных недостатков (рис. 3.5, 3.6). Она отличается от традиционной напорной тем, что еще перед сепаратором первой ступени в поток вводят реагент-деэмульгатор, разрушающий водонефтяную эмульсию. Это позволяет отделить основное количество воды от продукции скважин на дожимных насосных станциях (рис. 3.1).

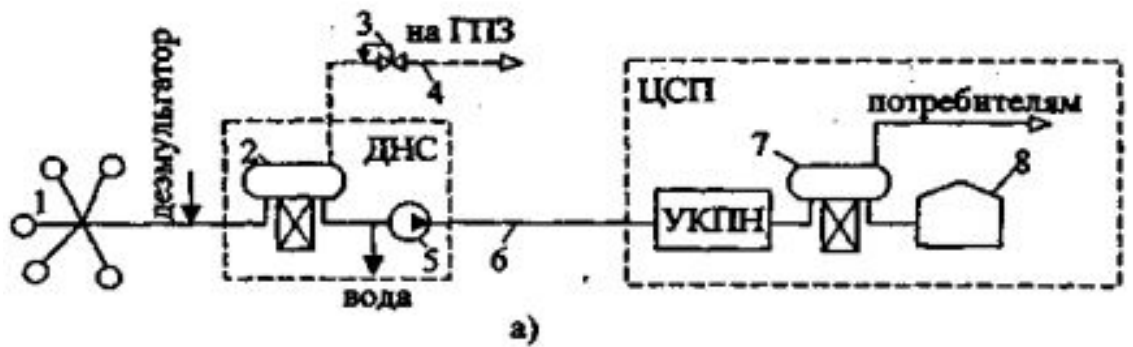


Рис. 3.5. Принципиальные схемы современных систем сбора с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на ЦСП

Дожимная насосная станция (ДНС) на которой размещается УКПН, называется комплексным сборным пунктом (КСП).

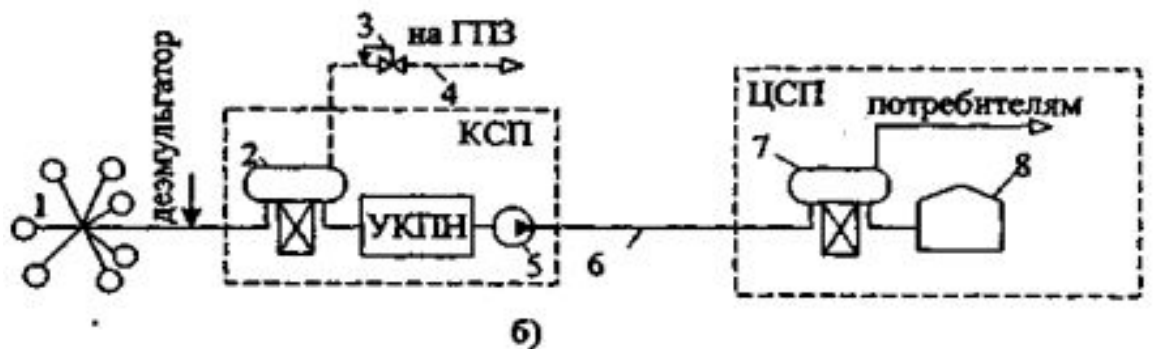


Рис. 3.6. Принципиальные схемы современных систем сбора с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на КСП

На центральном же сборном пункте установка комплексной подготовки нефти расположена перед сепаратором второй ступени. Это связано с тем, что нефть, содержащая растворенный газ, имеет меньшую вязкость, что обеспечивает более полное отделение воды от нее. Особенностью схемы (рис. 3.5), является то, что установка комплексной подготовки нефти (УКПН) перенесена ближе к скважинам.

По величине рабочего давления системы промышленного сбора нефти можно классифицировать как:

- самотечная двухтрубная;
- высоконапорная однострунная;
- напорная.

Для месторождений Западной Сибири характерно:

- высокие темпы роста обводненности нефти;
- заболоченность территорий;
- кустовой способ бурения скважин;
- невысокие давления на устьях скважин.

Эти особенности обусловили применение **линейной напорной**



**герметизированной системы нефтегазосбора.** Продукция скважин поступает на групповую замерную установку (ГЗУ) типа "Спутник" которую монтируют непосредственно на кусте скважин и с помощью которой периодически автоматически измеряется дебит каждой скважины. Как правило, используют систему "Спутник-Б", которая позволяет измерять отдельно обводненную и необводненную нефть и направлять её в две разные по диаметру нефтесборные линии. После ГЗУ продукция скважин по общему коллектору подается на сборный пункт.

Сборные пункты функционально подразделяются на центральные сборные пункты (ЦСП), дожимные насосные станции (ДНС) и комплексные сборные пункты (КСП).

Дожимная насосная станция предназначена для сепарации нефти от газа, очистки газа от капельной жидкости, дальнейшего раздельного транспортирования нефти центробежными насосами. Дожимная насосная станция ДНС состоит из буферной емкости, сбора и очистки утечек нефти, насосного блока, низковольтной аппаратуры и КИП и А, свечи аварийного сбора газа (рис.3.7). технологической схемы ДНС буферная емкость НГС-100 предназначена для:

- Приема нефти в целях обеспечения равномерного поступления нефти к приему перекачивающих насосов;
- Сепарации нефти от газа;
- Поддержания постоянного подпора порядка 0,15-0,6 МПа на приеме насосов.

Для создания спокойного зеркала жидкости внутренняя плоскость буферной ёмкости оборудована поперечными решетчатыми перегородками. Газ из буферных емкостей отводится в газосборный коллектор. Откачка нефти из емкости осуществляется на прием основных технологических насосов.

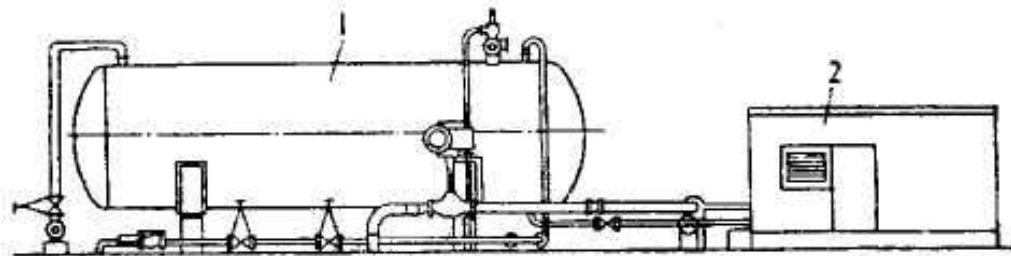


Рис. 3.7 общий вид дожимной насосной станции: 1-блок буферной емкости; 2-блок насосов.

Нефть от групповых замерных установок поступает в НГС-100, сепарируется, подается на прием рабочих насосов и далее в нефтепровод. Отсепарированный газ под давлением до 0,3 МПа поступает на факельную систему. Количество перекачиваемой нефти

замеряется при помощи расходомеров типа НОРД при прохождении через узел учета нефти.

На ЦСП сырая нефть проходит полный цикл обработки, включающий двух- или трехступенчатую сепарацию, обезвоживание и обессоливание. Нефтяной газ, отделяемый от нефти при сепарации, подается на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), а пластовая вода, отделяемая на установке подготовки нефти, входящей в состав ЦСП, проходит очистку на очистных сооружениях, также входящих в состав ЦСП, и поступает в систему поддержания пластового давления (ППД).

Дожимные насосные станции предназначены для сообщения дополнительной энергии жидкой продукции скважин, чтобы подать ее на ЦСП в тех случаях, когда расстояние от кустов скважин и ГЗУ велико и устьевого давления не достаточно для транспортирования газожидкостной смеси. На ДНС проводят первую ступень сепарации при давлении 0,3–0,8 МПа, обусловленном гидравлическими потерями при транспорте, а также давлением, которое должно поддерживаться в конце газопровода, в частности перед ГПЗ, для его нормальной работы. После сепарации жидкость поступает на прием насосов, а отделившийся нефтяной газ под собственным давлением направляется на ГПЗ.

Комплексные сборные пункты отличаются от ДНС тем, что на них ведут не только первую ступень сепарации, но и обезвоживание нефти. В настоящее время в связи с высокой обводненностью продукции на одной площадке с ДНС или отдельно монтируются установки предварительного сброса воды (УПСВ). То есть на КСП полностью подготавливают нефть в **газонасыщенном** состоянии.

В новых вариантах обустройства нефтяных месторождений реализуется принцип децентрализации системы сбора и подготовки воды.

При этом на территории месторождений создаются локальные пункты сбора продукции скважин, микро–ДНС и закачки воды (рис. 3.8).

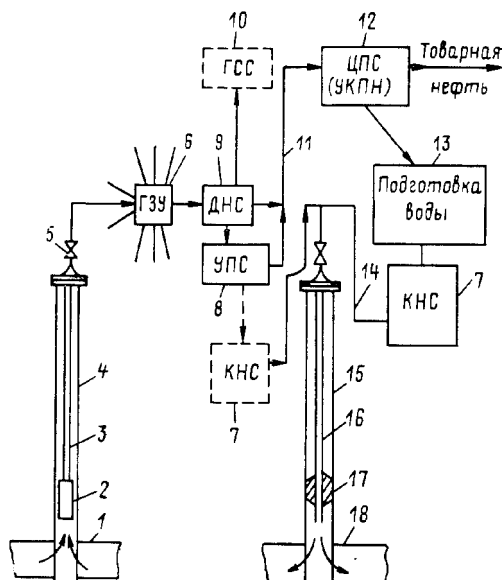


Рис. 3.8. Схема сбора и подготовки продукции на промысле:  
 1 – продуктивный пласт; 2 – насос; 3 – НКТ; 4 – обсадная колонна; 5 – устье добывающей скважины; 6 – ГЗУ; 7 – КНС; 8 – УПСВ; 9 – ДНС; 10 – газосборная сеть; 11 – нефтесборный коллектор; 12 – УКПН; 13 – узел подготовки воды; 14 – нагнетательный трубопровод; 15 – обсадная колонна нагнетательной скважины; 16 – НКТ; 17 – пакер; 18 – пласт

На мини ДНС осуществляются: предварительное обезвоживание нефти; осушка попутного нефтяного газа; подготовка и закачка воды в нагнетательные скважины; утилизация всех промышленных и дождевых стоков.

Транспорт продукции до центральной ДНС осуществляется в виде малообводненной нефти (максимальное содержание воды до 5 %), что резко снижает опасность разрушения трубопровода перекачки нефти вследствие внутренней коррозии. Газ под собственным давлением поступает на центральную ДНС и затем на ГПЗ.

Организация закачки воды на микро-ДНС позволяет исключить внутрипромысловые водоводы, а, следовательно, и аварийные ситуации от их разрушения из-за внутренней коррозии.

**Модель современной системы сбора промышленной продукции, транспорта и подготовки нефти и воды** состоит из девяти элементов (рис. 2.9).

**Элемент 1.** Участок от устья добывающих скважин до **групповых замерных установок (ГЗУ)**, здесь продукция скважин в виде трехфазной смеси (нефть, газ, вода) по отдельным трубопроводам перекачивается до узла первичного замера и учета продукции.

**Элемент 2.** Включает участок от ГЗУ до **дожимных насосных**

**станций (ДНС)**, где продукция скважин разделяется на жидкую и газовую фазы (первая ступень сепарации). На данном участке возможно образование достаточно высокодисперсной водогазонефтяной эмульсии, стойкость которой будет зависеть от физико-химических характеристик конкретной нефти и воды.

**Элемент 3. ДНС – газосборная сеть (ГСС).** В этом элементе нефтяной газ из булитов (емкостей), являющихся первой ступенью сепарации, отбирается в газосборную сеть под давлением узла сепарации.

**Элемент 4. ДНС – УКПН.** Данный элемент включает участок от ДНС до установки комплексной подготовки нефти (УКПН). В некоторых нефтяных регионах такой узел называют «центральный пункт сбора продукции (ЦПС)».

**Элемент 5. ДНС – установка предварительного сброса воды (УПСВ).** Часто данный элемент бывает совмещенным с одновременным отделением газа первой ступени сепарации; затем вода проходит доочистку до нужного качества.

**Элемент 6. УПСВ – КНС.** Отделившаяся вода необходимого качества и количества из емкостей УПСВ (отстойные аппараты) силовыми насосами подается на кустовую насосную станцию (КНС) для нагнетания в пласт.

**Элемент 7. УКПН – установка подготовки воды.** Этот элемент также является совмещенным, т.к. одна из ступеней используется для отделения и очистки водной фазы, а вторая – для разделения и разрушения эмульсии промежуточного слоя, которая накапливается в резервуарах товарного парка.

**Элемент 8. Установка подготовки воды – КНС.** Вся водная фаза (как сточная вода) с узла подготовки воды по отдельному трубопроводу транспортируется в этом элементе до кустовой насосной станции.

**Элемент 9. КНС – нагнетательная скважина (пласт).** На этом участке очищенная от мехпримесей и нефтепродуктов сточная вода силовыми насосами КНС закачивается в нагнетательную скважину и далее в пласт.

### **3.4. Предварительное разделение продукции скважин**

Согласно действующим ГОСТ, нефть считается кондиционной (товарной), если в ней содержится не более 0,1 % воды и не более 40 мг/л хлористых солей. Помимо этих двух существуют и другие показатели. Поэтому перед подачей нефти в магистральный

трубопровод её необходимо подвергнуть специальной обработке, включающей следующие процессы.

- удаление из нефти лёгких газов, находящихся в свободном или растворённом состоянии – процесс сепарации.
- отделение от нефти воды – процесс обезвоживания нефти.
- извлечение из нефти растворённых в ней солей – процесс обессоливания.
- провести отделение механических примесей.

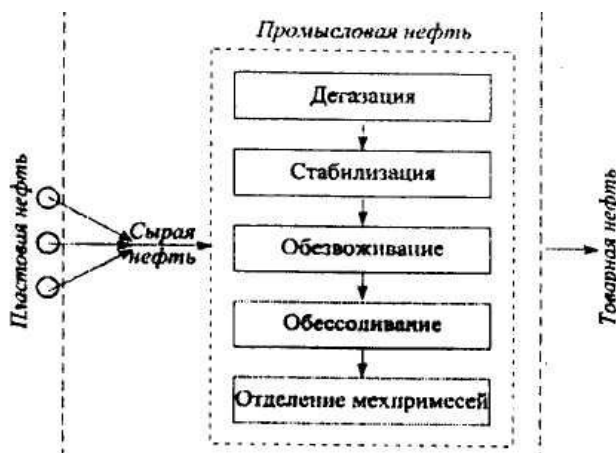


Рис. 3.9. схема процессов подготовки скважинной продукции.

Предварительное разделение продукции скважин рассматривает следующие процессы:

1. Сепарации нефти от газа.
2. Сброс пластовой воды на месторождении, не связанной в эмульсию.

### 3.4.1. Сепарация

Сепарация газа от нефти начинается при снижении давления ниже давления насыщения. Этот процесс начинается в пластовых условиях, и продолжается в стволе скважины, сборных и промысловых трубопроводах, аппаратах подготовки скважинной продукции. Выделившийся газ стремится в сторону пониженного давления: в пласте – к забою скважины, в скважине – к ее устью.

**Разгазирование нефти** при определенных термобарических условиях ( $p$ ,  $T$ ) называется **сепарацией**.

Процесс разделения пластовой (газожидкостной) смеси на жидкую и газовую фазы в результате действия естественных сил: гравитации и инерции при определённых давлениях и температуре

называется **сепарацией**.

**Основными режимными параметрами** процесса сепарации являются  $p$  и  $T$ , Регулируя которые можно создать условия для более полного отделения газа от нефти.

**Степенью сепарации** называется отделение газа от нефти при определённых давлениях и температуре.

**Сепарацию нефти осуществляют, как правило, в несколько ступеней.** Нефтегазовую (нефтеводогазовую) смесь из скважин сепарируют сначала при высоком давлении на первой ступени сепарации, где выделяется основная масса газа. Затем нефть поступает на сепарацию при среднем и низком давлениях, где она окончательно дегазируется.

Сепарация называется **вакуумной**, если для получения необходимого качества товарной нефти на одно из ступеней сепарации дегазирования нефти осуществляется под вакуумом. Если при разгазировании нефть подогревается, сепарация называется **горячей**.

Число ступеней сепарации зависит от физико–химической характеристики пластовой нефти, требований, предъявляемых к товарной нефти, и в каждом конкретном случае определяется расчётом, исходя из условия достижения наилучших технико-экономических показателей.

Отделение газа и воды от нефти производится с целью:

- получения нефтяного газа, так как газ – это УВ сырьё, который используется и как химическое сырьё, и как топливо;
- уменьшения перемешивания нефтегазового потока, снижения за счёт этого гидравлических сопротивлений;
- уменьшения пенообразования, выделяющиеся пузырьки газа усиливают процесс образования пены;
- уменьшения пульсаций давления в трубопроводах при дальнейшем транспорте нефти от сепараторов первой ступени до установки подготовки нефти (УПН).

Возникновение нагрузки на трубопровод за счёт неоднородной структуры газожидкостного потока сопровождается пульсациями давления и приводят к возникновению трещин и его разрушению (рис. 3.10).

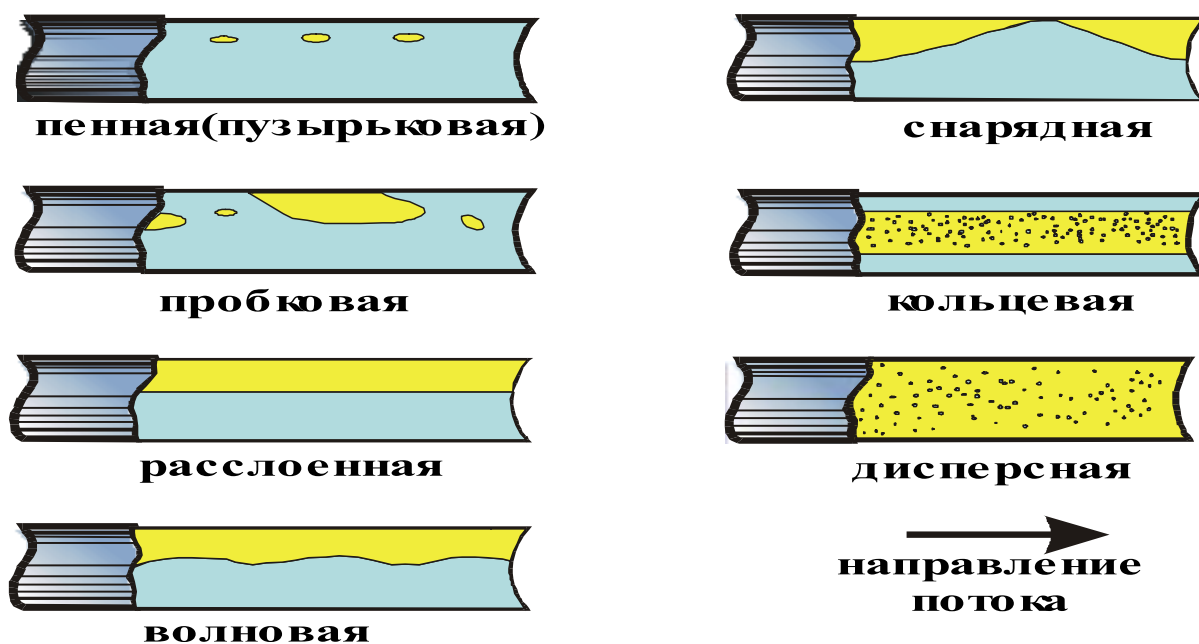


Рис. 3.10. Структуры газожидкостных потоков в горизонтальных трубах

Особенно это проявляется при пробковой структуре газонефтяного потока, за счет переменного прохождения пробок нефти и пробок газа.

Сепараторы условно подразделяются на следующие категории.

1. **По назначению:** замерные и сепарирующие;
2. **По геометрической форме:** цилиндрические, сферические;
3. **По положению в пространстве:** вертикальные, горизонтальные и наклонные;
4. **По характеру основных действующих сил:** гравитационные, инерционные, центробежные, ультразвуковые и т.д.
5. **По технологическому назначению:**
  - **двухфазные** – применяются для разделения продукции скважин на жидкую и газовую фазу;
  - **трехфазные** – служат для разделения потока на нефть, газ и воду;
  - **сепараторы первой ступени** сепарации – рассчитаны на максимальное содержание газа в потоке и высоком давлении сепарации;
  - **концевые сепараторы** – применяются для окончательного отделения нефти от газа при минимальном давлении перед подачей товарной продукции в резервуары;
  - **сепараторы-делители потока** – используются, когда необходимо разделить выходящую из них продукцию на потоки одинаковой массы;
  - **сепараторы с предварительным отбором газа:** отдельный ввод

жидкости и газа в аппарат увеличивает пропускную способность данных аппаратов по жидкости и газу;

#### 6. По рабочему давлению:

- высокого давления – более 4 МПа;
- среднего давления – 2,5–4 МПа;
- низкого давления – до 0,6 МПа;
- вакуумные, давление ниже атмосферного.

**Вертикальный сепаратор (рис. 3.11)** представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическим днищем.

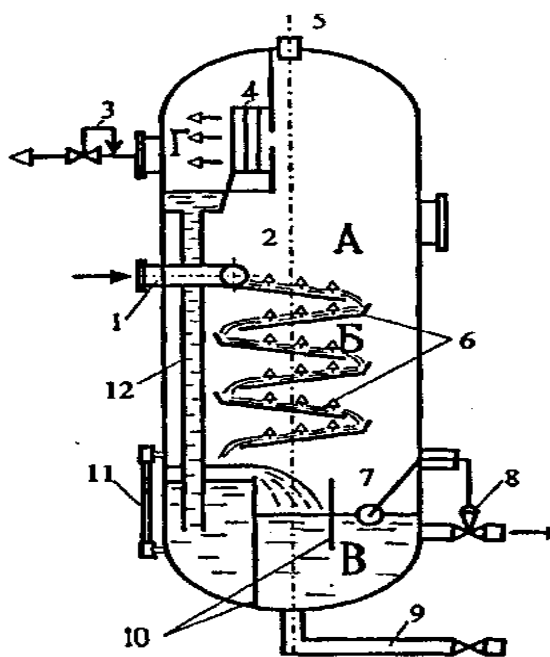


Рис. 3.11. Схемы вертикального сепаратора: А – основная сепарационная секция; Б – осадительная секция; В – секция сбора нефти; Г – каплеотделения;

1 – патрубок ввода газожидкостной 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 – уровеньное стекло; 12 – дренажная труба

Нефтегазовая смесь под давлением поступает по патрубку (1) в раздаточный коллектор (2) со щелевым выходом (рис. 2.9). 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, при этом увеличивающие путь движения нефти. Наклонные плоскости (6) снабжены различного рода преградами в виде порогов, препятствий, что облегчает выделение окклюдированных пузырьков газа, который поднимается вверх.

В верхней части сепаратора установлена жалюзийная каплеуловительная насадка (4), служащая для отделения капель нефти. Капли нефти, отбиваемые в жалюзийной насадке, стекают в



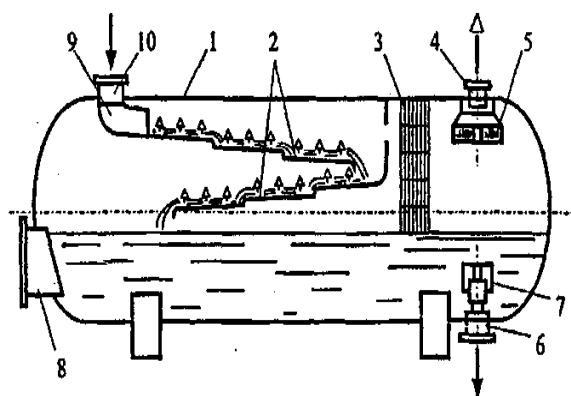
поддон и по дренажной трубе (12) направляются в нижнюю часть сепаратора. За насадкой по ходу потока газа установлена перегородка с большим числом отверстий, выполняющих по принципу пропуска равных расходов, выравнивающая скорость движения газа.

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

**Горизонтальный сепаратор** состоит из технологической

ёмкости (рис. 3.12).

Рис. 3.12. 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 - люк-лаз; 9 - распределительное устройство; 10 - ввод продукции

Технологическая ёмкость снабжена патрубком 10 для ввода газонефтяной смеси. Внутри технологической ёмкости 1 расположены две наклонные плоскости 2. газонефтяная смесь поступает в аппарат через входной патрубок, изменяет свое направление на  $90^{\circ}$  и, при помощи распределительного устройства, нефть вместе с остаточным газом направляется в верхнее наклонное желоба, а затем в нижнее.

Отсепарированная нефть, скопившееся в нижней секции сбора жидкости, через выходной патрубок 6 направляется на следующую ступень сепарации или, в случае использования аппарата на последней ступени, в резервуар.

Возле патрубка, через который осуществляется выход газа, установлены вертикальный 3 каплеотбойник (вертикальные сетчатые фильтры предназначены для грубой очистки газа и гашения пены) и горизонтальные 5, которые осуществляют тонкую очистку газа от капельной жидкости (эффективность свыше 99 %), что позволяет отказаться от установки дополнительного сепаратора газа. Выделившийся в сепараторе газ через патрубок 4, задвижку и регулирующий клапан поступает в газосборную сеть.

Кроме того, аппарат снабжен штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования

режима работы. В сепараторе любого типа различают четыре секции, которые рассмотрены на примере гравитационных сепараторов (рис. 3.11, 3.12).

**1. Основная сепарационная секция (А, рис. 3.11)** – служащая для отделения нефти от газа. На работу этой секции большое влияние оказывает конструкция ввода продукции скважин (5). Используется ввод тангенциальный, радиальный, через насадки-диспергаторы и др. При диспергировании газожидкостного потока создаются высокие поверхности раздела фаз и происходит интенсивное выделение газа из нефти. Эффективность работы секции ( $k_{эфф I}$ ) оценивается степенью диспергирования нефтегазовой смеси, которая зависит от принципа ввода продукции.

$$k_{эфф I} = f(\text{ввода продукции, степени диспергирования})$$

**2. Осадительная секция (Б, рис. 3.11)** служит для дополнительного выделения пузырьков газа, увлеченных нефтью из I секции. Для более интенсивного выделения **окклюдированных пузырьков газа,**

нефть направляют тонким слоем по наклонным плоскостям, увеличивая

тем самым **длину пути** движения нефти и эффективность ее сепарации.

Наклонные плоскости могут быть изготовлены с небольшим порогом,

способствующим выделению газа из нефти. За счет волнового движения

происходит разрушение газожидкостных структур

$$k_{эфф II} = f(\text{площадь поверхности, высота слоя нефти, время пребывания})$$

**3. Секция сбора нефти (В, рис. 2.9)** занимает самое нижнее положение в сепараторе и предназначена для сбора и вывода нефти из сепаратора. Нефть может находиться в секции в состоянии или в смеси с газом в зависимости от эффективности работы I и II секций, а также **времени пребывания**  $\tau_{преб}$  нефти в аппарате.

$$k_{эфф III} = f(k_{эфф I}, k_{эфф II}, \tau_{преб.})$$

Слой пены, который образуется над нефтью из всплывающих пузырьков газа, оказывает значительное сопротивление выделению газа. При наличии слоя пены в сепараторе продолжительность пребывания нефти в нём может быть увеличена в несколько раз. При

достижении определенной высоты пена может подхватываться потоком газа и уноситься из сепаратора. Замечено, что тяжелые нефти более склонны к пенообразованию, чем легкие.

4. **Каплеуловительная** секция (Г, рис. 3.11) расположена в верхней части сепаратора и служит для улавливания мельчайших капелек жидкости, уносимых потоком газа. Каплеуловительная секция конструктивно может быть различной и работа её может основываться на одном или нескольких принципах:

- столкновение потока газа с различного рода препятствиями;
- прилипание капель жидкости: **силы адгезии**;
- изменение направления потока: **силы инерции**;
- изменение скорости потока;
- использование центробежной силы;
- использование коалесцирующей набивки (металлические сетки) для слияния мелких капель жидкости в более крупные.

Перемещаясь в сторону пониженного давления, газ в виде пузырьков, расширяющихся и соединяющихся в более крупные, увлекает нефть и, в то же время, опережает ее. Процесс этот продолжается до входа в сепаратор. Перед входом в сепаратор продукция скважины всегда состоит из двух фаз – жидкой и газовой. Соотношение между объемами фаз зависит от состава нефти в пластовых условиях, давления насыщения и давления в сепараторе.

Из всех типов сепараторов: гравитационных, инерционных (жалюзийные), центробежных, ультразвуковых сравнительно легко поддаются расчету только гравитационные, жалюзийные и гидроциклонные.

Эффективность работы сепараторов влияет на стабильный режим работы всей газосборной системы: капли нефти и воды, унесённые газом из сепаратора, могут выпасть в газопроводе, образуя жидкостные пробки, привести к образованию гидратных пробок и просто уменьшить сечение газопровода, снизив тем самым его пропускную способность.

**Эффективность работы сепаратора оценивается двумя показателями:**

- **количеством капельной жидкости**, уносимой потоком газа из каплеуловительной секции;
- **количеством газа**, уносимого потоком нефти (жидкости) из секции сбора нефти.

Коэффициенты уноса определяют по формулам:

$$K_{ж} = q_{ж}/Q_{г}, \quad (3.1)$$

$$K_{г} = q_{г}/Q_{ж}, \quad (3.2)$$

где  $g_{ж}$  – объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком газа, м<sup>3</sup>/ч;

$g_{г}$  – объемный расход окклюдированного газа, уносимого потоком жидкости, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{г}$  – объемный расход газа на выходе из сепаратора, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{ж}$  – объемный расход жидкости на выходе из сепаратора, при рабочих температуре и давлении, м<sup>3</sup>/ч.

Чем меньше величина этих показателей, тем эффективнее работа сепаратора. Выбор оптимальных условий сепарации определяется набором критериев, которые направлены на реализацию целей процесса:

- минимальное количество газообразных углеводородов в нефти;
- максимальный выход нефти из смеси;
- максимальное содержание пропан-бутановых (C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub>) фракций в выделившемся газе сепарации.

### Техническая характеристика сепараторов

Объем аппарата, м<sup>3</sup>  
100;150

Производительность нефти, м<sup>3</sup>/сут., не более  
20000

Рабочее давление, МПа  
0,4;0,8;1,4;2,2;3,6

Содержание капельной жидкости  
в потоке газа на выходе, г/ м<sup>3</sup> не более  
0,1

содержание свободного газа в нефти на выходе, % об.  
1

Масса, кг, не более  
93000

Сепаратор НГС по ГП 805 (производительности отделяемого газа) разработан взамен НГС по ГП 496 и имеет следующие преимущества, представленные на примере аппарата V=100 м<sup>3</sup> (табл. 3.6).

Таблица 3.6

### Сравнительная характеристика сепараторов

Показатели	НГС по ГП 496	НГС по ГП 805
------------	---------------	---------------

Производительность по нефти, м <sup>3</sup> /сут.,	10000	12000
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	100	100
Производительность по газу, м <sup>3</sup> /сут., P=0,7 МПа	1000000	1500000
Содержание капельной жидкости в потоке газа на выходе, г/ м <sup>3</sup>	2-3	0,1

Сепараторы центробежные вертикальные (СЦВ) предназначены для окончательной очистки газа от капельной жидкости после газонефтяных сепараторов. Сравнительная характеристика его при использовании в качестве газосепаратора приведена в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Сравнительная характеристика работы сепараторов

Показатели	НГС по ГП 496	СЦВ-1000/16
Производительность по газу, м <sup>3</sup> /сут.,	2,5	2,5
Рабочее давление, МПа	1,6	1,6
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	100	3
Масса, кг	31000	2500
Степень очистки, г/ м <sup>3</sup>	0,5	0,05

**Эффективность процесса сепарации зависит определяется следующими факторами:**

1. Средними скоростями газа в свободном сечении сепаратора, значения которых для различных конструкций сепараторов могут изменяться от 0,1 до 0,55 м/с.

2. Временем задержки жидкости в сепараторе ( $\tau_3$ ): чем больше время пребывания жидкости в сепараторе, тем большее количество захваченных нефтью пузырьков газа успеют выделиться из нее в сепараторе.

3. Физико-химическими свойствами нефти и газа: вязкостью поверхностным натяжением, способностью к пенообразованию. Для нефти не склонной к образованию пены время задержки изменяется от 1 до 5 мин. Для вспенивающейся от 5 до 20 мин. Выбор конкретного времени пребывания для различных условий сепарации производится только по результатам исследования уноса жидкости и газа. Нефть тем легче подвергается

процессу разгазирования, чем меньшим поверхностным натяжением она обладает на границе с газом (паром).

4. Конструктивные особенности сепаратора: способ ввода продукции скважин, наличие полок, каплеуловительных насадок и др.

5. Уровень жидкости в сепараторе, который в секции сбора нефти служит гидрозатвором для газа и предохраняет его попадание в нефтесборный коллектор.

6. Расход нефтегазовой смеси. Который влияет на коэффициент уноса газа нефтью ( $K_r$ ). При большом расходе увеличивается коэффициент уноса газа, т.к. из-за малого времени пребывания смеси в сепараторе весь газ не успевает выделиться. Однако при высоком значении газового фактора увеличение коэффициента уноса газа возможно и при небольшом расходе.

7. Давление и температура в сепараторе. На количество газа, уносимого нефтью из сепаратора, при одной и той же дисперсности газо-жидкостной системы влияет давление сепарации. Вес газового пузырька в слое нефти в сепараторе зависит от его диаметра и от установленного в нем давления. При повышении давления сепарации коэффициент уноса газа — увеличится. Повышение температуры нефти приведет к снижению её вязкости и, следовательно, к увеличению скорости всплытия пузырька газа. Следовательно, повышение температуры приведет к уменьшению коэффициента уноса газа нефтью.

### **3.4.2. Предварительное отделение воды**

Текущий период эксплуатации крупных месторождений в России характеризуется последними стадиями разработки, обводнёность добываемой нефти для которых достигла значительной величины.

Наиболее важной причиной обезвоживания нефти в районах ее добычи является высокая стоимость транспорта пластовой воды. Транспорт обводненной нефти дорожает не только в результате перекачки дополнительных объёмов жидкости, за счет содержащейся в нефти пластовой воды, но и вследствие того, что вязкость эмульсии типа вода в нефти выше, чем чистой нефти. При увеличении содержания воды в нефти на 1 % транспортные расходы возрастают в среднем на 3-5 % при каждой перекачке.

Отделение свободной воды целесообразно проводить и для предотвращения повторного диспергирования промышленных нефтяных систем, стабилизации вторичных эмульсий, уменьшения

коррозии промышленного оборудования и трубопроводов, повышения производительности установок подготовки нефти, снижения нагрузок на сепараторы, отстойники, печи, насосное оборудование, и как следствие, повысить их эксплуатационную надежность.

Некоторые исследователи считают (Байков Н. М.) целесообразным применение процесса предварительного сброса воды при обводнённости 30 % и выше.

При значительной обводнённости нефтегазовых смесей эмульсии характеризуются определенной неустойчивостью, способностью к расслоению вследствие того, что нефть может удержать определенное количество воды, отбор последней на промыслах следует осуществлять **дифференцированно** во всех точках технологической схемы, где она выделяется в виде **свободной фазы**.

Предварительный сброс воды является частью общего процесса обезвоживания нефти. В зависимости от места осуществления предварительного сброса воды в технологической цепи подготовки нефти выделяют:

- **путевой сброс**;
- **централизованный сброс**, который осуществляется на ДНС, установках предварительного сброса воды (УПСВ), отстойниках и предшествует отделению воды на установках подготовки нефти.

Сброс воды на ДНС осуществляется под избыточным давлением, обеспечивающим транспорт **газонасыщенной** нефти до узлов подготовки и второй ступени сепарации.

Для предварительного обезвоживания используют следующие технологические процессы:

- гравитационный отстой нефти;
- горячий отстой нефти;
- термохимические методы.

Наиболее прост по технологии процесс гравитационного отстоя. В этом случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время: 48 часов и более. Во время выдержки происходят процессы коагуляции капель воды, и более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды.

Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти - малопродуктивный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти, поэтому применяют горячий отстой обводненной нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры 45-70 °С значительно облегчаются процессы

коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое. Недостатком гравитационных методов обезвоживания является их малая эффективность.

Более эффективны методы термохимические, сочетающие в себе добавление специальных веществ - ПАВ, называемых деэмульгаторами, (ДЭ) и подогрев. ДЭ вводят в состав нефти в небольших количествах от 5-10 до 50-60 г на 1 т нефти. ДЭ адсорбируются на поверхности раздела фаз "нефть-вода" и вытесняют или заменяют менее поверхностно-активные природные эмульгаторы, содержащиеся в жидкости. Причем пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, что позволяет мелким каплям сливаться в крупные - процесс коалесценции.

Крупные капли влаги легко оседают на дно резервуара. Эффективность и скорость термохимического обезвоживания значительно повышается за счет нагрева нефти, за счет снижения вязкости нефти при нагреве и облегчения процесса коалесценции капель воды.

Все реагенты ДЭ дозируются в виде нефтеводореагентной эмульсии. Содержание активного вещества в эмульсии 1-2 % весовых. ДЭ готовится по следующей технологии: в смеситель реагентного блока подается обезвоженная (с содержанием воды до 10 %) нефть с насосов внешней откачки. Нефтеводореагентная эмульсия образуется в смесителе, расположенном в реагентном блоке, куда подается концентрат ванного реагента. ДЭ вводится во входные трубопроводы ДНС УПСВ, перед первой ступенью сепарации, при работающей установке предварительного сброса пластовой воды.

В настоящее время имеются два типа аппаратов, применяемых для предварительного сброса воды: вертикальные стальные резервуары (РВС) емкостью от 1000 до 5000 м<sup>3</sup> и горизонтальные цилиндрические емкости объемом 100 и 200 м<sup>3</sup> (булиты).

**Вертикальные резервуары** специально оборудуются распределительными гребенками ввода жидкости, размещаемыми на высоте 1,5 м от днища резервуара. По нижней образующей маточника имеются отверстия. Эмульсия через отверстия направляется вниз, затем всплывает в слое воды, высота которого поддерживается в пределах 3–4 м.

Вывод воды осуществляется через гидрозатвор, позволяющий автоматически, без специальных средств регулирования, поддерживать в резервуаре **постоянный** уровень жидкости, необходимый для ведения процесса. Высота гидрозатвора обычно принимается равной 0,9 высоты резервуара (рис. 3.13).



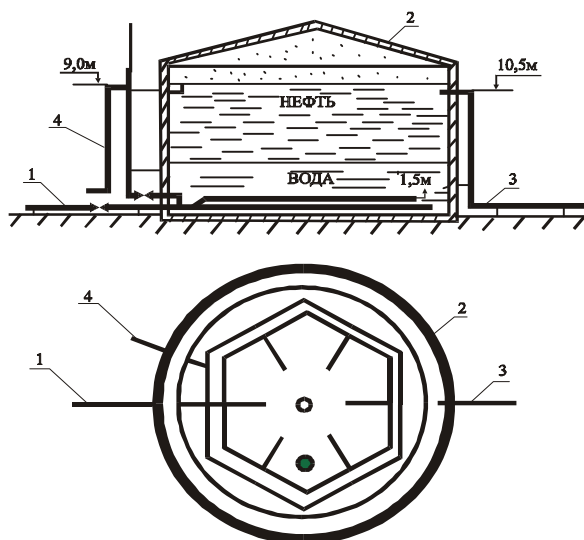


Рис. 3.13. Резервуар УПСВ: 1 – подводящая труба; 2 – маточник; 3 – отводящая труба; 4 – гидрозатвор

Технологические резервуары работают транзитом. Сброс отделившейся воды и отбор обезвоженной нефти осуществляется непрерывно, однако уровень жидкости при этом не изменяется, нет потерь

от больших дыханий резервуара.

**Горизонтальные цилиндрические емкости** (рис. 3.14) также оборудуются распределительной гребенкой ввода жидкости. Они снабжены специальными и, кстати сказать, дорогостоящими средствами регулирования для поддержания постоянных уровней дренажной воды и нефти.

На промыслах чаще распространены две конструкции установок предварительного сброса воды на базе булитов:

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

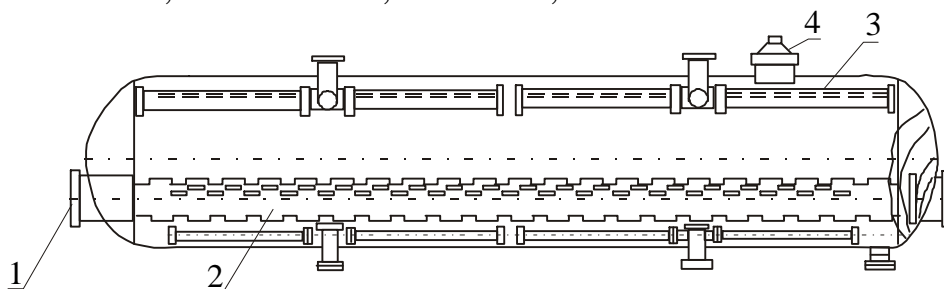


Рис. 3.14. Технологическая схема аппарата ОГ – 200П для предварительного разделения нефти и пластовой воды: 1 – патрубок ввода эмульсии; 2 – распределитель эмульсии: труба  $\varnothing$  700 мм, 64 ряда отверстий, в ряду 285 отверстий, продольный вырез: ширина 6 мм, длина 60 мм; 3 – трубы для вывода обезвоженной нефти; 4 – вывод газа

Отстойник горизонтальный (ОГ) устанавливается после сепаратора нефти и представляет собой цилиндрическую ёмкость: ОГ-200П (рис. 3.14), ОГ-200С (рис. 3.15), в обозначениях которых приняты: цифра - вместимость емкости, м<sup>3</sup>; П - с подогревом, С - с сепарационным отсеком.

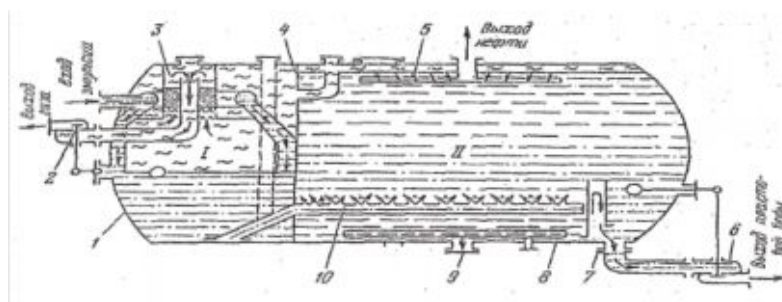


Рис. 3.15. Принципиальная схема отстойника ОГ-200 С: 1 — сепарационный отсек; II - отстойный отсек; 1 - корпус; 2 - регулятор уровня; 3 - каплеотбойник; 4 - перегородка; 5 - сборник нефти; 6 - регулятор межфазного уровня; 7 - переливное устройство; 8 - коллектор пропарки; 9 - штуцер зачистки; 10 - коллектор распределительный; обозначения на схеме:

1 - обводненная нефть; 2 - обезвоженная нефть; 3 - пластовая вода; 4 - нефтяной газ

Аппараты предназначены для расслоения водонефтяных эмульсий, обработанных ДЭ. Распределитель эмульсии представляет собой перфорированную трубу диаметром 700 мм, которая имеет 64 ряда отверстий. В каждом ряду располагается 285 отверстий.

Отстойник ОГ-200С представляет горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм с эллиптическими днищами. При помощи перегородки 4 ёмкость разделена на два отсека, из которых левый I является сепарационным, а правый II - отстойным. Левый и правый отсеки емкости сообщаются друг с другом при помощи коллекторов - распределителей 10, расположенных в нижней части корпуса.

В верхней части сепарационного отсека установлены распределитель эмульсий со сливными полками и сепаратор газа. В нижней части отстойного отсека расположены два трубчатых перфорированных коллектора, над которыми размещены распределители эмульсии коробчатой формы. В этой части имеются также два коллектора 8 для пропарки аппарата. В верхней части отсека расположены четыре сборника нефти 5, соединенные со штуцером вывода нефти из аппарата. В передней части корпуса перегородкой и переливными устройствами выделена водосборная камера, в которой помещен регулятор межфазного уровня 6. Отстойник оснащен приборами контроля за параметрами технологического процесса, регуляторами уровней раздела фаз, предохранительной и запорной арматурой.

Отстойник работает следующим образом. Подогретая эмульсионная нефть с введенным в неё реагентом ДЭ поступает в распределитель эмульсии сепарационного отсека и по сливным полкам и стенкам корпуса стекает в нижнюю часть отсека.

Выделившийся из нефти в результате ее нагрева и снижения давления газ проходит через сепаратор и при помощи регулятора уровня "нефть-газ" 2 выводится в газосборную сеть.

Нефтяная эмульсия поступает из сепарационного в отстойный отсек по двум перфорированным коллекторам, проходит через отверстия распределителей и поднимается в верхнюю часть отсека. При этом происходит промывка нефти пластовой водой и ее обезвоживание. Обезвоженная нефть поступает в сборный коллектор 5 и выводится из аппарата. Отделившаяся от нефти вода через переливное устройство 7 поступает в водосборную камеру и с помощью регулятора уровня "вода- нефть" 6 сбрасывается в систему подготовки дренажных вод.

Эффективность разделения достигается благодаря использованию: подогрева, добавки ДЭ или ПАВ, промывки слоем воды, прохождению через промежуточный слой, играющего роль своеобразного фильтра (табл. 3.7).

Таблица 3.7

Техническая характеристика отстойников

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

При расслоении эмульсии всегда образуется промежуточный слой, который компенсирует величину свободной поверхностной энергии на границе раздела фаз. Всплывающие крупные капли нефти захватывают с собой мельчайшие капельки воды, образуя при этом множественную эмульсию.

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

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

по РВС-5000	10000 т/сут;
РВС-2000	5000 т/сут;

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

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

**Снижение температуры** вызывает ухудшение процесса отстоя и влияет на качество нефти и качество сбрасываемой воды. Температура водонефтяной смеси не должна быть ниже 20-5 °С.

Заблаговременный (за 0,6-1 км до резервуаров) **ввод дренажной воды** в сборный коллектор резко улучшает качественные и количественные показатели процесса разделения за счет путевых эффектов разрушения эмульсии в нефтепроводе и взаимной очистки нефти и воды в процессе движения по трубопроводу.

Предварительное обезвоживание нефти на месторождения это лишь первый этап ее подготовки (рис. 3.16). С середины 80-х годов на месторождениях ОАО "Томскнефть" ВНК началось активное строительство установок предварительного сброса пластовой воды (УПСВ). За 85-90 годы было введено в эксплуатацию 15 установок (рис. 3.16).

Так на Советском нефтяном месторождении УПСВ-1 была выпущена в эксплуатацию в 1986 году, УПСВ-2 (1993), УПСВ-3 (1989), УПСВ-4 (1988), УПСВ-9 (1990), УПСВ-П (1991). В 1993 г. УПСВ-3 оснащена АСУ ТП и в настоящее время все современные УПСВ имеют автоматизированные системы контроля и управления ТП, в работ которых одновременно решены вопросы по утилизации пластовой воды и нефтяного газа.

### 3.5. Обезвоживание нефти

Большинство исследователей считает, что в пластовых условиях диспергирование, то есть дробление нефтегазоводяных систем практически исключается. Глубинные пробы жидкости, отобранные у забоя скважин, как правило, состоят из безводной

нефти и воды, в то время как на поверхности отбирают высокодисперсную эмульсию.

На глубине 2000 и более м, при давлении  $\gg 20$  МПа одна объёмная часть нефти в состоянии растворить до 1000 объёмных частей газа. При понижении давления и подъёме нефти газ, за счёт **энергии расширения**, выделяется с такой силой, которой вполне достаточно для диспергирования пластовой воды и нефти.

Эмульсией называется смесь, состоящая из 2-х или нескольких нерастворимых (частично растворимых) друг в друге жидкостей, одна из которых содержится в другой во взвешенном состоянии в виде огромного количества микроскопических капель - глобул, исчисляемых триллионами в 1 л эмульсии. Жидкость, в которой распределены глобулы, называется дисперсионной средой. Жидкость, которая распределена в дисперсионной среде, называется дисперсной.

Образование дисперсной системы возможно при практически полной нерастворимости (частичной растворимости) вещества дисперсной фазы в дисперсионной среде.

Поэтому вещества, образующие различные фазы, должны сильно различаться по полярности. Наибольшее распространение получили эмульсии, в которых одной из фаз является вода. В этих случаях вторую фазу представляет слабополярная нефть.

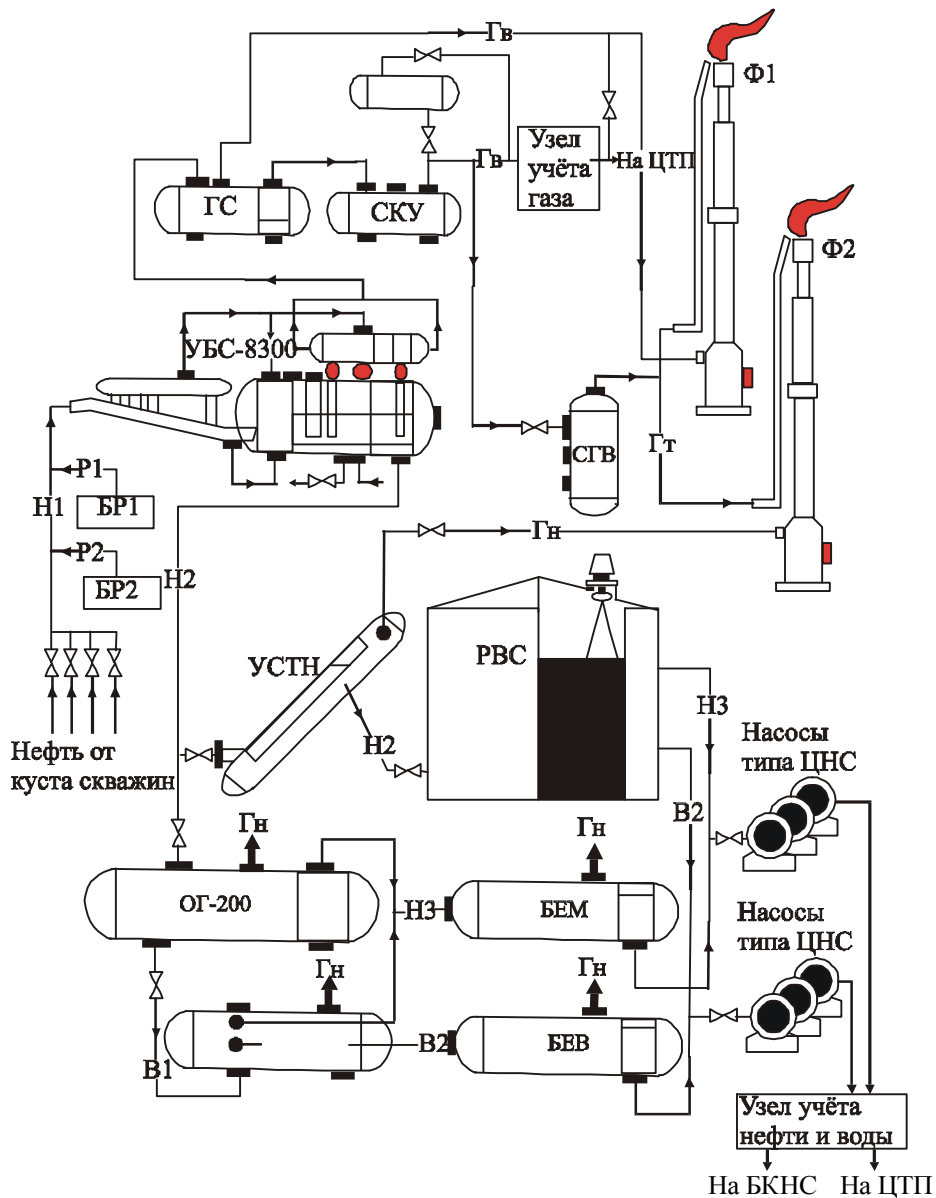


Рис. 3.16. Технологическая схема установки предварительного сброса воды:

М – метанольница; ГС – газовый сепаратор; Ф1 – факел для сжигания газа высокого давления; Ф2 – факел для сжигания газа низкого давления; УБС-6300 – установка блочная сепарационная; БР-1, БР-2 – блоки реагентные; СГВ – сепаратор газовый вертикальный; РВС – резервуар вертикальный стальной; УСТН – установка сепарационная трубная наклонная, ОГ-200 – отстойник горизонтальный; НУР-5000 – отстойник-мультигидроциклон-ный; БЕМ, БЕВ – буферные емкости нефти и воды; Н1 – водонефтегазовая смесь; Н2 – дегазированная водонефтяная смесь; Н3 – обезвоженная нефть; В1 – неочищенная вода; В2 – очищенная вода; Гн – газ низкого давления; Гв – газ высокого давления; Гт – газ топливный; БКНС – блочная кустовая насосная станция; ЦТП – центральный товарный парк

Нефтяные эмульсии могут образовываться только при затратах внешней энергии:

- выделяющего газа;
- механической;

- турбулентного потока.

Фактор механической энергии в процессе образования эмульсии выполняет и способ добычи нефти.

При добыче **фонтанным способом** наибольшее перемешивание нефти и воды происходит в подъёмных трубах и при прохождении нефтегазовой смеси через штуцеры.

Для снижения эмульгирования нефти штуцер устанавливают на забое скважины. Перепад давления в забойном штуцере значительно меньше, чем при установке его на поверхности и это приводит к уменьшению перемешивания. Однако сложности спуска, замены и регулирования забойных штуцеров ограничивают возможность их широкого применения.

При установке штуцера на поверхности степень перемешивания может быть уменьшена за счёт поддержания повышенного давления в сепараторах, расположенных после штуцера, что снижает перепад давления в штуцере. Экспериментально установлено, что при **механизированных способах добычи** наиболее устойчивые водонефтяные эмульсии образуются при использовании электроцентробежных насосов, перемешивание продукции в которых осуществляется в рабочих колесах.

**При компрессорном способе добычи** при использовании в качестве рабочего агента воздуха эмульсии получают высокой стойкости из-за окисления нафтеновых углеводородов с образованием кислот, которые являются эффективными природными эмульгаторами. Поэтому в качестве рабочего агента используется сжатый природный газ.

При движении газированных обводненных нефтей создаются условия возможного образования нефтяных эмульсий за счёт **энергии** турбулентного потока, которая возникает при перепаде давления, пульсации газа, наличия штуцерных устройств, задвижек, поворотов, фитингов. Повышение турбулентности потока происходит и, как следствие процесса отложения парафина на стенках скважин и трубопроводов, влияющее на уменьшение сечений, увеличение скорости потока, усиление диспергирования воды, нефти и образование эмульсий. Применяемые насадки-диспергаторы в сепараторах также влияют на образование нефтяных эмульсий.

Если капли нефти распределены в воде, то есть когда слабополярная жидкость является дисперсной фазой, образуются **эмульсии** прямого типа. Такие эмульсии называют "нефть в воде" (Н/В).

Для **обратных эмульсий** характерно распределение капель воды в нефти, то есть когда слабополярная нефть является дисперсионной средой. Такие эмульсии называются "вода в нефти" **(В/Н)**.

Множественные эмульсии - это такие системы, когда дисперсная фаза сама является эмульсией, и может быть как прямого, так и обратного типа. Множественные эмульсии обычно имеют повышенное содержание механических примесей. Они образуются в процессах де-эмульсации нефти, очистки подтоварных вод на границе раздела фаз "нефть-вода" и составляют основу так называемых ловушечных (амбарных) нефтей, чрезвычайно плохо разрушаемых известными методами.

**Тип нефтяной** эмульсии не только определяется природой дисперсионной среды, но и определяет многие технологические свойства эмульсии. **Эмульсии Н/В** (вода - внешняя фаза) смешиваются с водой в любых соотношениях и обладают высокой электропроводностью.

**Эмульсии В/Н** смешиваются только с углеводородными жидкостями и не обладают заметной электропроводностью.

**В разбавленных эмульсиях тип эмульсии** определяется чаще всего объёмным соотношением фаз. Дисперсную фазу образует вещество, находящееся в системе в меньшем количестве. Разбавленные эмульсии характеризуются незначительным диаметром частиц дисперсной фазы ( $10^{-5}$  см), существованием электрических зарядов на капельках воды, движущихся в дисперсионной среде, отсутствием столкновений глобул, так как вероятность их столкновения мала, за счёт одноименных зарядов. Поэтому, разбавленные эмульсии весьма стойкие.

**Концентрация дисперсной фазы** может быть различной. Содержание воды как дисперсной фазой в водонефтяной эмульсии, может колебаться от следов до 90–95 (80–85) % по данным разных авторов. В промысловых условиях о количестве воды в эмульсиях судят обычно по цвету:

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

Частицы дисперсной фазы имеют **сферическую** форму и могут ее сохранять вплоть до объёмной доли дисперсной фазы равной 74 %, соответствующей плотной упаковке круглых частиц. Увеличение



концентрации дисперсной фазы ( $C_d$ ) выше 74 % приводит к деформации частиц дисперсной фазы и, как следствие, к проявлению других свойств.

Энергия, затраченная на образование эмульсии, концентрируется на границе раздела фаз в виде свободной поверхностной энергии и называется поверхностным (или межфазным) натяжением ( $\sigma$ ).

Межмолекулярные силы как бы создают поверхностную пленку толщиной, равной радиусу сферы действия частиц. Эта пленка подобна натянутой перепонке или оболочке из резины. Если она равномерно натянута, то на единицу длины в любом направлении нужно приложить равномерно распределенное, растягивающее, касательное к поверхности усилие, чтобы удержать ее в натянутом положении. Усилие натяжения поверхностной пленки, приходящееся на единицу длины, называется поверхностным натяжением. Размерность поверхностного натяжения согласно его определению выразится как отношение растягивающего усилия к длине:  $F/L$ , [мН/м].

Величина поверхностного натяжения нефти на границе с водой зависит от следующих факторов.

1. От количества имеющихся в ней поверхностно-активных примесей: **асфальтенов, смолистых веществ, нафтеновых кислот**. Нефть, содержащая **наименьшее количество** указанных веществ, **имеет наибольшую величину** поверхностного натяжения на границе с водой. Наоборот, нефти, содержащие наибольшее количество поверхностно-активных веществ, имеют наименьшую величину поверхностного натяжения на границе с водой. Эта закономерность объясняется физическим смыслом величины поверхностного натяжения.

2. От природы воды, с которой нефть соприкасается. По результатам измерения величины поверхностного натяжения нефти на границе с водой, в зависимости от насыщения нефти газом., по ряду месторождений было получено, что величина, а может быть значительной и составлять 3-6 мН/м при изменении давления от 0 до 26,5 МПа.

Величина поверхностного натяжения воды на границе с нефтью зависит от солевого состава вод, от состава нефти, от наличия в воде и нефти поверхностно-активных веществ - нафтеновых кислот, смол, асфальтенов и других полярных соединений.

Поверхностное натяжение большинства пластовых вод гидрокарбонатного типа (воды щелочные) на границе с некоторыми нефтями весьма невелико, от 1 до 7,5 мН/м (идёт диспергирование фаз).

Хлор-кальцевый тип вод (жесткие пластовые воды, кислые по природе) имеет более высокие значения величин поверхностного натяжения на границе с пластовой нефтью, от 7 до 14 мН/м.

Морская вода на границе с нефтью имеет также высокое поверхностное натяжение, от 14 до 23 мН/м.

Например, для продуктивной толщи Апшеронского полуострова. Дистиллированная вода на границе с различными видами нефтей обладает ещё большим поверхностным натяжением, которое изменяется от 20 до 34 мН/м.

3. Коэффициент поверхностного натяжения  $\sigma$  зависит от давления, температуры, газового фактора, свойств флюидов. Поверхностное натяжение увеличивается с увеличением давления, но резко уменьшается с повышением температуры.

Самые высокие значения поверхностного натяжения у каждого компонента наблюдается на границе раздела его с воздухом. Полярные жидкости с высоким потенциалом склонным к межмолекулярным взаимодействиям имеют высокие значения  $\sigma$  на границе с воздухом (вода  $\sigma = 72,5$  эрг/см<sup>2</sup>), а слабополярные, такие как гексан невысокие ( $\sigma = 18,4$ , эрг/см<sup>2</sup>).

Свойства нефтяных эмульсий влияют на технологические процессы добычи нефти, внутрипромыслового транспорта, сепарации, предварительного обезвоживания, деэмульсации (разрушения эмульсий), очистки и подготовки нефтепромысловых сточных вод.

Физико-химические свойства эмульсии функционально определяются следующими параметрами.

1. **Дисперсность (D)** - величина ее характеризует степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. От дисперсности зависят многие свойства эмульсий: вязкость, текучесть, устойчивость и др. Мерой дисперсности является удельная межфазная поверхность:  $S \uparrow \leftrightarrow D \uparrow$

Под удельной поверхностью ( $S_{уд}$ ) понимают суммарную поверхность всех капелек дисперсной фазы (S) в единице объёма дисперсионной среды (V) или суммарную свободную поверхность частиц в единице объёма, м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>:

$$S_{уд} = \frac{S}{V} \quad (3.3)$$

С уменьшением диаметра капель увеличивается дисперсность и возрастает удельная поверхность:  $d_k \downarrow \Rightarrow D \uparrow \Rightarrow S_{уд} \uparrow$ . Для частиц дисперсной фазы имеющих сферическую форму величина удельной поверхности оценивается как:

$$S_{уд} \approx \frac{1}{d} \leftrightarrow S_{уд} = \frac{S}{V} = \frac{\pi d_k^2}{\frac{\pi d_k^3}{6}} = \frac{6}{d_k}. \quad (3.4)$$

Промысловые эмульсии никогда не бывают монодисперсные. Они всегда содержат капли дисперсной фазы разных диаметров, то есть являются полидисперсными системами (рис. 3.17).

Размер капель пропорционален количеству затраченной энергии: чем больше затрачено энергии, тем меньше диаметр капель ( $d_k$ ) и больше их суммарная поверхность. По величине дисперсности нефтяные эмульсии подразделяются на типы:

- мелкодисперсные -  $d_k$  изменяется от 0,2 до 20 мкм;
- среднедисперсные -  $d_k$  изменяется от 20 до 50 мкм;
- грубодисперсные —  $d_k$  изменяется от 50 до 300 мкм.

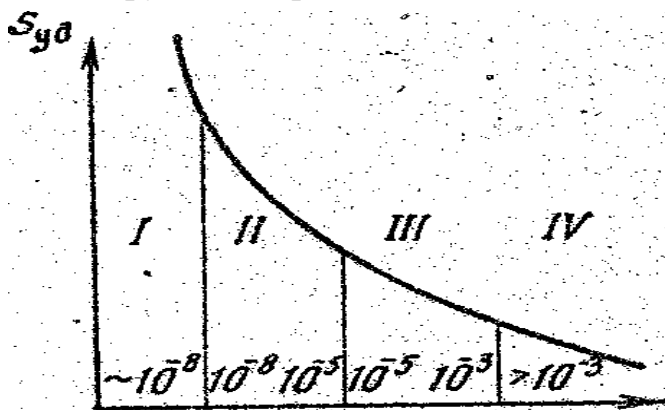


Рис. 3.17. Зависимость удельной поверхности от размера частиц:

- 1—рассеянные частицы;
- 2— коллоидные частицы;
- 3- микрогетерогенные;
- 4— макрогетерогенные, нефтяные эмульсии

Размер капель в нефтяных эмульсиях изменяется в диапазоне от  $10^{-5}$ – $10^{-2}$  см (0,1–100 мкм). Нефтяные эмульсии содержат капли размером всех трёх типов.

2. **Вязкость** нефтяной эмульсии не является аддитивной величиной, то есть суммарная величина вязкости не равна сумме ее составляющих нефти и воды:  $\mu_3 \neq \mu_n + \mu_v$

Содержание воды и дисперсность в эмульсии в процессе подготовки продукции скважин непрерывно изменяются. Вязкость сырой

нефти в виде эмульсии зависит от многих факторов:

- количества воды, содержащейся в нефти;
- температуры, при которой получена эмульсия;
- присутствия механических примесей, особенно сульфида железа (FeS).
- минерализации (М) и величины реакции среды (рН воды);
- как неньютоновской жидкости, градиента скорости ( $\mu = dv/dr$ ).

Эмульсии характеризуются кажущейся величиной вязкости ( $\mu_{\text{э}}^*$ ):

$$\mu_{\text{э}}^* = f(\mu_{\text{н}}, \mu_{\text{в}}, T, W, D, pH, \sigma, \frac{dv}{dr}). \quad (3.5)$$

Содержание воды как дисперсной фазы в водонефтяной эмульсии может колебаться от следов до 80–85 %. Из анализа зависимостей изменения величины кажущейся вязкости ( $\mu_{\text{э}}^*$ ) от количества воды (рис. 2.18) можно предположить, что увеличение содержания воды в нефтяной эмульсии до определенного предела увеличивает кажущуюся вязкость эмульсии, а, следовательно, и увеличивает энергетические затраты на перекачку такой эмульсии.

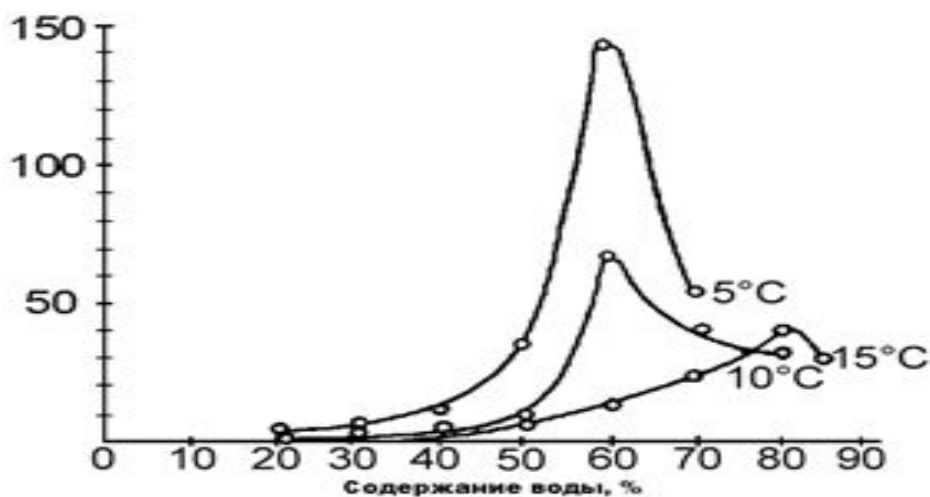


Рис. 3.18. Зависимость кажущейся вязкости эмульсии от содержания воды в нефти и температуры смешения

Критическая концентрация воды  $W_{\text{кр}}$  называется точкой **инверсии**. В точке инверсии происходит **обращение фаз** и дисперсная фаза (вода) становится дисперсионной средой, а дисперсионная среда (нефть) – дисперсной фазой, то есть эмульсия меняет свой тип с В/Н на тип Н/В.

Обращение фаз нефтяных эмульсий имеет исключительно большое практическое значение. Эмульсия типа Н/В транспортируется при меньших энергетических затратах, чем эмульсия типа В/Н. Поэтому при транспортировании эмульсии выгодно, чтобы внешней фазой была вода, при этом трубопроводы должны быть защищены от коррозии. Кроме того, этот прием используется в процессе подготовки нефти для лучшей очистки ее от воды. Для нефтей разных месторождений  $0,5 < W_{\text{кр}} < 0,9$ . В большинстве случаев  $W_{\text{кр}} \sim 0,71$  (сравните с величиной  $C_d = 74\%$ ).

Такой диапазон значений  $W_{кр}$  объясняется различием физико-химических свойств компонентов эмульсии и в первую очередь присутствием в этой эмульсии различных **эмульгаторов** – веществ, способствующих образованию эмульсии, стабилизирующих ее.

Вопрос о **влиянии дисперсности эмульсии** на ее вязкость чрезвычайно сложен и в объеме данной дисциплины его можно рассмотреть только на простейшем уровне и показать, что при одной и той же обводненности  $W$  и одной и той же скорости сдвига  $dv/dr$  вязкость зависит от раздробленности дисперсной фазы. Если это так, то становится понятным наличие большого числа различных формул для зависимости вязкости от концентрации дисперсной фазы и разброс значений вязкости, который они дают применительно к одной и той же дисперсной системе.

В соответствии с кинетической теорией влияние дисперсности должно проявиться лишь тогда, когда расстояние между частицами (в понимании его как длины свободного пробега молекул в газе или клатратов, кластеров, ассоциатов в жидкости или капель, агломератов капель в эмульсии) окажется порядка размера частиц. Следовательно, явление можно наблюдать при высокой концентрации дисперсной фазы или при её очень тонком измельчении.

Уменьшение размеров капель до некоторой величины не влияет на вязкость (рис. 3.19). После достижения порогового значения (зависящего, в свою очередь, от объемной концентрации дисперсной фазы) дальнейшее уменьшение размера капель ведет к появлению и последующему усилению зависимости вязкости от размера.

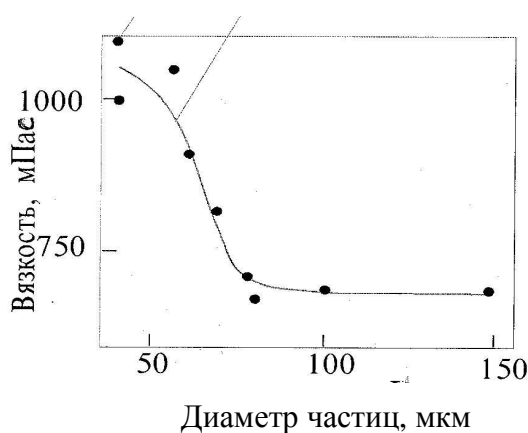


Рис. 3.19. Изменение вязкости эмульсии от максимального диаметра капель

Оценка величины кажущейся вязкости – задача сложная. На практике используются различные эмпирические уравнения, учитывающие в основном первые три параметра зависимости 3.5,

одно из которых -уравнение А. Эйнштейна, справедливое при низких концентрациях диспергированной воды:

$$\mu_{\text{э}} = \mu_{\text{н}} \cdot (1 + 2,5 \cdot W) \quad (3.6)$$

где  $W$  – объёмная доля воды в эмульсии.

Формула **Тейлора** более универсальна:

$$\mu_{\text{э}} = \mu_{\text{н}} \cdot (1 + 2,5 \cdot W \cdot (\mu_{\text{э}} + 0,4\mu_{\text{н}}/\mu_{\text{э}} + \mu_{\text{н}})). \quad (3.7)$$

**Плотность эмульсии** — величина почти аддитивная, поэтому рассчитывается относительно легко исходя из значений плотностей нефти и воды с учетом их процентного содержания:

$$\rho_{\text{э}} = \frac{1}{\frac{0,01 \text{ g}}{\rho_{\text{в}}} + \frac{1 - 0,01 \text{ g}}{\rho_{\text{н}}}}, \quad (3.8)$$

где  $\rho_{\text{э}}$ ,  $\rho_{\text{н}}$ ,  $\rho_{\text{в}}$  – соответственно плотности эмульсии, нефти и воды;  $g$  – массовая доля воды в эмульсии:

$$g = \frac{g_0}{1 - 0,01X}, \quad (3.9)$$

где  $g_0$  – массовая доля чистой воды в эмульсии;

$X$  – содержание растворенных солей в воде, % масс.

Для известных плотностей пластовой воды, добываемой нефти и эмульсии легко оценивается величина обводненности:

$$W = \frac{\rho_{\text{в}}(\rho_{\text{э}} - \rho_{\text{н}})}{\rho_{\text{э}}(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})} \times 100, \% \text{ масс.} \quad (3.10)$$

**Электрические свойства эмульсий** определяются составом и содержанием и дисперсностью водной фазы. Нефть диэлектрик. Вода в чистом виде считается в классической литературе диэлектриком. Однако даже при незначительном содержании в воде растворенных солей или кислот электропроводность её увеличивается в десятки раз. Сотрудниками школы Стромберга А. Г. методом полярографии установлено, что и в трёхкратно дистиллированной воде присутствуют ионы. Проводимость нефти  $10^{-10}$ - $10^{-15}$  (Ом·см)<sup>-1</sup>, воды  $10^{-7}$ - $10^{-8}$  (Ом·см)<sup>-1</sup>.

Экспериментально установлено, что в нефтяной эмульсии, помещенной в электрическое поле, диполи воды ориентируются вдоль его силовых линий. Это приводит к резкому увеличению электропроводности эмульсий. Свойство капель воды в эмульсиях

располагаться вдоль силовых линий электрического поля послужило основой использования электрических полей для разрушения эмульсий типа В/Н в процессе подготовки нефтей.

Важным показателем для нефтяных эмульсий является их устойчивость, то есть способность в течение определенного времени не разделяться на нефть и воду. Проблема устойчивости большая проблема "жизни и смерти" дисперсной системы. Устойчивость дисперсной системы характеризуется неизменностью во времени ее основных параметров: дисперсности и равновесного распределения дисперсной фазы в дисперсионной среде. Диспергирование в системе "нефть-вода" совершается за счёт внешней работы.

**Устойчивость нефтяных эмульсий** рассматривает два вида устойчивости: кинетическую (седиментационную) и агрегативную.

**Седиментационная** устойчивость дисперсной фазы - это способность системы противостоять оседанию или всплыванию частиц

(глобул) дисперсной фазы под действием сил тяжести. Для разбавленных систем кинетическая устойчивость оценивается величиной

обратной скорости оседания или всплывания частиц дисперсной фазы:

$$K_v = \frac{1}{W_r} = \frac{9 \times \mu_N}{2(\rho_B - \rho_H)r_B^2 g}, \quad (3.11)$$

где  $W_r$  – скорость оседания частиц дисперсной фазы, м/с;

$r$  – радиус частиц, м;

$\rho_B - \rho_H$  – разность плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды, кг/м<sup>3</sup>;

$\nu$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

**Кинетическая устойчивость** эмульсий возрастает с увеличением вязкости дисперсионной среды (и,,) и уменьшением разности плотностей эмульсионных фаз, радиуса глобул воды.

**Агрегативная устойчивость** характеризует способность систем к сохранению дисперсности и индивидуальности частиц дисперсной фазы. Устойчивость взаимосвязана с дисперсностью:

$$d \downarrow \rightarrow D \uparrow \rightarrow S \uparrow \rightarrow K_y \uparrow. \quad (3.12)$$

Мелкокодисперсные системы кинетически устойчивее, для них характерно установление седиментационно-диффузионного равновесия. Грубодисперсные системы разрушаются быстрее, разделяются на нефть и воду, вследствие оседания (всплытия) частиц дисперсной фазы.

Процесс при котором частицы дисперсной фазы (глобулы воды) при столкновении друг с другом или границей раздела фаз слипаются под действием сил молекулярного притяжения (силы Ван-дер-Ваальса) (образуя, более крупные агрегаты) называется **коагуляцией**.

Частицы самопроизвольно сливаются с уменьшением поверхности раздела фаз:  $d \uparrow \rightarrow D \downarrow \rightarrow S \downarrow$ . Следствием потери агрегативной устойчивости является потеря седиментационной, кинетической устойчивости:

$$(d \uparrow \rightarrow D \downarrow \rightarrow S \downarrow) \rightarrow d \uparrow \rightarrow D \downarrow \rightarrow S \downarrow \rightarrow K_y \downarrow \quad (3.13)$$

В процессе подготовки продукции нефтяных скважин к расслоению должна быть максимально снижена агрегативная и кинетическая устойчивость газоводонефтяных эмульсий.

Для образования эмульсий недостаточно диспергирования двух несмешивающихся жидкостей. Длительное существование эмульсий обеспечивается лишь в условиях её стабилизации за счёт образования адсорбционно-сольватного слоя на межфазной границе. Вещества, стабилизирующие эмульсии, называются **эмульгаторами**. По своей природе они являются **поверхностно-активными** веществами (ПАВ).

**К природным эмульгаторам нефти** относятся: асфальтены, смолы, нафтеновые кислоты, кристаллы парафина, порфирины, твёрдые частицы минералов, особенно глины и сульфида железа. Растворённые соли пластовых вод являются также эмульгаторами (ПАВ).

Все нефти образуют эмульсии, но способность их к эмульгированию различная и зависит от свойств смешиваемых фаз:

- чем больше в нефти содержится **полярных** компонентов, тем выше **стойкость** образующейся эмульсии; известно, что нефти парафинового основания образуют менее стойкие эмульсии, чем нефти нафтенового основания;
- чем больше **минерализация** воды, тем выше **стойкость** эмульсии.



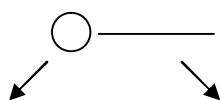
Сравнительные исследования эмульгаторов промышленных водо-нефтяных эмульсий показали, что:

- даже близкие по макрохарактеристикам нефти могут значительно отличаться по составу эмульгаторов;
- эмульсионные пробы нефтей, отобранные в разное время и из различных точек системы сбора одного и того же месторождения могут значительно отличаться по устойчивости и составу эмульгаторов.

В процессе формирования эмульсии типа В/Н образуются мелкие капли воды. Частицы эмульгатора адсорбируются на поверхности этих капелек (на поверхности раздела фаз) и образуют пленки, препятствующие слиянию капель при столкновении. ПАВ вокруг капель дисперсной фазы создают структурно-механические барьеры, которые обладают повышенной вязкостью и прочностью.

Изучение свойств этих пленок показало, что асфальтены и порфирины образуют наиболее прочные твердообразные пленки, а смолы более слабые пленки. Поэтому в композиции со смолами асфальтены дают жидкообразные пленки.

Молекулы ПАВ имеют характерную особенность строения - **ди-фильность**, то есть имеют полярную, гидрофильную часть молекулы или группу (-COOH, -OH и др.) и неполярную часть, например, углеводородные радикалы. Схематично их изображают следующим образом:



полярная часть      неполярная часть

Благодаря дифильному строению, молекулы эмульгатора концентрируются на поверхности раздела фаз и ориентируются определенным образом - полярной группой в сторону воды, а неполярной - к нефти, создавая структуру - механический барьер, защищающий капли воды слияния при столкновениях.

Стабилизирующее действие эмульгатора заключается в снижении поверхностного натяжения на межфазной границе и образовании структурно-механического барьера. Эмульгаторы, снижая поверхностное натяжение, придают системе некоторую кинетическую устойчивость. Наиболее стойкие эмульсии образуют высоковязкие нефти: повышенная вязкость

дисперсионной среды препятствует столкновению глобул воды и их укрупнению.

Маловязкие, малосмолистые, низкокислотные, легкие нефти при движении с нейтральными пластовыми водами образуют нестойкую эмульсию, время существования которой равно времени движения эмульсии в трубопроводе.

В водной среде вокруг глобул нефти за счёт диссоциации солей и наличия ионов создается двойной электрический слой, который подобно адсорбционным оболочкам, защищает частицы дисперсной фазы от слипания (рис. 3.20).

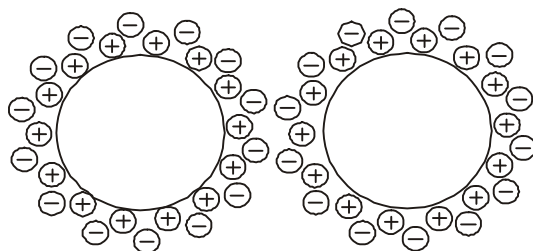


Рис. 3.20. Двойной электрический слой на глобулах нефти в водной среде

Частицы дисперсной фазы одинакового состава заряжены одноименно и поэтому они электростатически

должны отталкиваться.

**К свойствам пластовой воды**, влияющим на стойкость эмульсий, относятся значения минерализации и кислотности среды (рН).

**Минерализация** и солевой состав водной фазы, несомненно, влияют на устойчивость и тип нефтяных эмульсий, однако это влияние косвенное, через образование химических соединений с полярными компонентами нефти.

Например, нафтеновые кислоты нефтей, обладающие высокими поверхностноактивными свойствами, могут взаимодействовать с ионами  $Na^+$ ,  $K^+$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Fe^{3+}$  и  $Al^{3+}$ , находящимися в пластовых водах. При этом нафтены  $K$  и  $Na$  способствуют образованию эмульсий типа Н/В, так как хорошо растворимы в воде, и снижают устойчивость эмульсий типа В/Н, стабилизированной САВ.  $Mg$ ,  $Fe$  и  $Al$ , участвующие в качестве катионов солей нафтеновых кислот, в отличие от  $Na$  и  $K$  солей, обладают большей растворимостью в нефтяной фазе и сами по себе способны стабилизировать эмульсию обратного типа В/Н. Но в сочетании с природным эмульгатором природы САВ ослабляют его действие, вероятно, за счёт снижения сил ММВ между смолами и асфальтенами. В общем случае, характер влияния катионов зависит от углеводородного состава нефтей и состояния асфальтенов в объёме нефти.

Для многих нефтей повышение минерализации ведет к увеличению устойчивости эмульсии.

Обобщение данных по величинам **pH воды** показывает, что при кислой и нейтральной реакциях воды ( $pH \leq 7$ ) адсорбционные слои на глобулах воды жесткие, твердообразные, оказывающие стабилизирующее действие эмульсии типа В/Н.

В щелочной среде ( $pH > 7$ ) формируются жидкообразные пленки и устойчивость эмульсии снижается. При дальнейшем увеличении pH, до сильнощелочной среды, наблюдается резкое снижение величины межфазного натяжения ( $\sigma$ ), приводящее к обращению фаз (инверсии) и образованию эмульсии прямого типа Н/В.

При изменении pH водной фазы возможно выпадение солей, в частности  $Ca(OH)_2$  и  $Mg(OH)_2$ , которые сами могут являться стабилизаторами (эмульгаторами) эмульсий прямого или обратного типа.

Величина pH воды влияет на реологические свойства бронирующих оболочек: чем она выше, тем ниже устойчивость эмульсий.

Кроме свойств нефти и воды стойкость эмульсий зависит и других факторов системы: величин обводнённости и газонасыщенности, гидродинамического режима и др.

Нефть с относительно небольшим содержанием воды образует более стойкие эмульсии. С увеличением содержания воды стойкость эмульсий снижается. С ростом объёмной доли газовой фазы эмульгирование увеличивается лишь до определенных её значений - газ способствует дроблению капель воды и перемешиванию. При больших значениях доли газа в потоке эмульгирование уменьшается, вероятно, это связано со структурным режимом потока.

**Турбулентность** потока - важнейший фактор, влияющий на образование и разрушение эмульсий.

На процесс старения эмульсий большое значение оказывает **температура**. При повышении температуры вязкость системы снижается и, согласно формуле 3.11,  $K_y \downarrow$  и как следствие приводит к  $D \downarrow$ . При повышении температуры в менее вязкой среде возрастает подвижность частиц дисперсной фазы за счёт броуновского движения, это приводит к увеличению частоты столкновений. Одновременно при повышении температуры уменьшается механическая прочность адсорбционных защитных, бронирующих оболочек. Всё это приводит к коалесценции капель и снижению агрегативной устойчивости.

Адсорбция эмульгаторов на поверхности раздела фаз, формирование защитного слоя, всегда протекает во времени, требуется определенное время. Поэтому эмульсия В/Н со временем становится более устойчивой, то есть происходит её "старение", которое заканчивается примерно за сутки. В результате чего свежие эмульсии разрушаются легче и быстрее и нужно стремиться на практике это выполнять.

**Методы разрушения нефтяных эмульсий.** К установкам подготовки нефти (УПН) эмульсии должны подходить подготовленными к расслоению, то есть быть агрегативно-неустойчивыми. Расслоение нефтяных эмульсий направлено на разрушение структурно-механических барьеров на поверхности капель дисперсных фаз. На практике реализуются четыре группы методов разрушения нефтяных эмульсий: химические, термические, механические, электрические.

Выбор метода определяется типом и её стойкостью, но все методы направлены на **слияние и укрупнение** капель воды.

**Химические методы** основаны на применении реагентов деэмульгаторов (ДЭ), которые являются более эффективными ПАВ, чем природные эмульгаторы.

По типу гидрофильных, групп различают **ионогенные** и **неионо-генные** ДЭ. Все реагенты ДЭ обладают огнеопасными, взрывоопасными, токсичными свойствами, требующими особых мер предосторожности при их подготовке для подачи в трубопровод нефти.

**Ионогенные** ДЭ диссоциируют в растворе на ионы, один из которых поверхностно-активен, а другой - нет. В зависимости от знака заряда иона ПАВ делят на анионные, катионные и амфотерные.

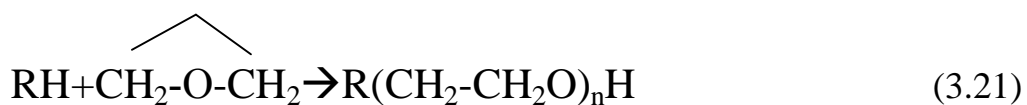
Первыми ДЭ были соли карбоновых кислот, позднее - соли водорастворимых сульфокимлог. нейтрализованный черный контакт (НЧК), нейтрализованный кислый гудрон (НКГ). Расход таких ДЭ составляет 3-7 кг/т (нефти).

**Неионогенные** ДЭ содержат молекулы ПАВ, которые не диссоциируют в растворе и сохраняют электрическую нейтральность. ДЭ - это не индивидуальные вещества, а смесь полимеров разной молекулярной массы с различными гидрофобными свойствами. Они обладают широким диапазоном растворимости в различных нефтях и в пластовых водах различной минерализации.

К водорастворимым отечественным ДЭ относятся проксанол (185, 305) и проксамин (385), нефтерастворимым - дипроксамин

(157). Импортные реагенты ДЭ - водорастворимые: дисольван 44ЩФРГ), R-11 (Япония) и нефтерастворимые: дисольван (4490), сепарол 5084 (ФРГ), виско-3 (Италия), серво 5348 (Голландия), доуфакс (США), С-V-100 (Япония). На практике применяют водорастворимые и нефтерастворимые ДЭ и эффективность их в настоящее время не установлена.

Основу синтеза ДЭ составляют кислородсодержащие соединения: окиси этилена ( $\text{C}_2\text{H}_4\text{O}$ ) или пропилена ( $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$ ), которые присоединяют к органическим веществам с подвижным атомом водорода:



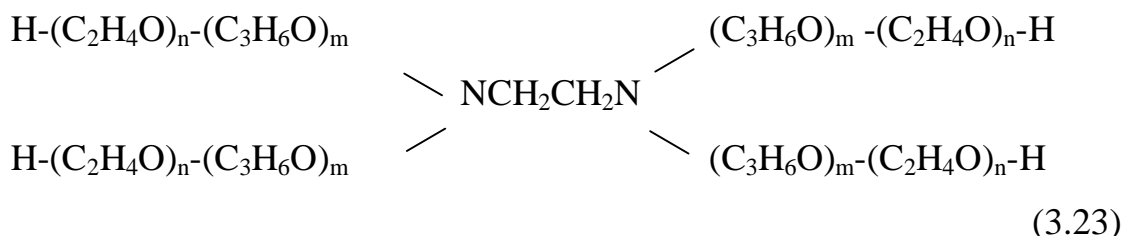
Изменяя число (n) присоединенных молекул окиси этилена или пропилена, регулируют деэмульгирующую активность ДЭ. При удлинении оксиэтиленовой или окипропиленовой цепи растворимость ПАВ в воде повышается за счёт увеличения гидрофильной, водорастворимой части молекулы. Замена окиси этилена окисью пропилена может повысить растворимость ДЭ в нефти, не нарушая его гидрофильных свойств. Расход неионогенных ДЭ составляет 40-50 г/т.

Характерной особенностью отечественных ДЭ является сочетание оксиэтиленовых и окипропиленовых групп.

**Проксанолы** - продукты последовательного присоединения окиси пропилена и окиси этилена к гидроксильным группам пропиленг-ликоля:



**Проксамины** - продукты последовательного окипропилирования, затем оксиэтилирования этилендиамина:

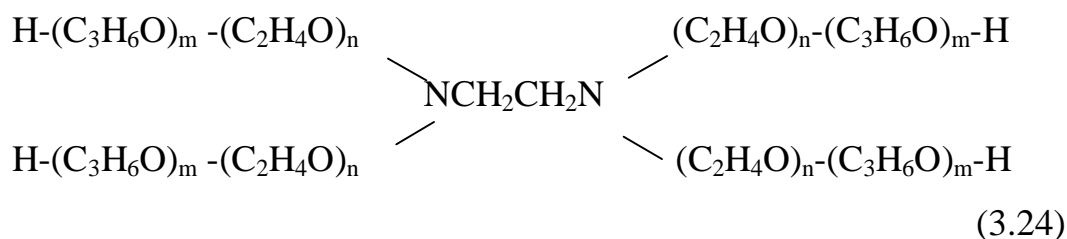


Проксанолы 146 и 186 при обычной температуре — мазеобразные светло-желтые пасты, при легком нагреве переходят в

вязкие жидкости, растворимы в воде. Применяют в виде 2–3 %-х водных растворов.

Проксанол 305 – маслянистая жидкость, слабо растворимая в воде, керосине; хорошо растворим в спирте, толуоле и др. органических растворителях.

Наиболее эффективностью обладает **дипроксамин 157**-продукт последовательного оксиэтилирования, затем оксипропилирования этилендиамина:



**Дипроксамин** плохо растворим в воде, хорошо растворим в ароматических углеводородах и нефти, имеет низкую температуру застывания ( $-38\text{ }^\circ\text{C}$ ), поэтому его можно транспортировать в чистом виде в цистернах, в то время как, застывающие при обычных температурах, проксанол 305 и проксамин 385 транспортируют в виде раствора в смеси метанола с водой.

ДЭ, адсорбируясь на частицах природных эмульгаторов, изменяют их смачиваемость, что переводит последние с границы раздела в объём водной или нефтяной фазы.

Поверхностное натяжение при этом понижается. Образующиеся адсорбционные слои из молекул ДЭ практически не обладают заметными структурно-механическими свойствами, что способствует быстрой коалесценции капель воды с такими оболочками при их столкновениях друг с другом. Процесс разрушения нефтяной эмульсии ДЭ зависит от:

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

При подготовке нефтей важно найти для ДЭ оптимальной режим применения. Теоретически ДЭ может быть эффективным только для какой-то конкретной эмульсии, имеющей определенное соотношение полярных компонентов жидких фаз, степень дисперсности, тип природного эмульгатора. В процессе эксплуатации нефтяных месторождений ДЭ должен заменяться по

мере изменения состава и физических свойств эмульсий. Лучшим для конкретной нефтяной эмульсии считается ДЭ, который учитывает природу естественных эмульгаторов.

Производственными показателями экономической эффективности ДЭ являются минимальные температура обработки, расход, время, которые обеспечивают максимальную глубину обезвоживания нефти.

ДЭ должен обладать определенными ингибирующими свойствами или сочетаться с добавками соответствующих ингибиторов коррозии внутренних поверхностей труб и аппаратов.

**Разрушительное воздействие** ДЭ заключается в адсорбции его молекул на поверхности каплей дисперсной фазы (на границе раздела "нефть-вода"). Однако эффективность его действия зависит от дополнительных факторов: подогрева, энергии турбулентного потока, воздействия электрического поля.

Длительность оседания капель под действием сил тяжести может быть очень значительной (табл. 3.8). Под действием электрического поля капли воды поляризуются, вытягиваются вдоль силовых линий поля и начинают направленно двигаться.

Таблица 3.8

Сравнительная характеристика процесса разделения эмульсии

Радиус капли воды, мкм	Время оседания капли при естественном отстое	Время оседания капли в электрическом поле
1	38 суток	2 часа
10	10 часов	45 минут
20	2,5 часа	15 минут

Применение переменного электрического поля приводит к постоянному изменению направления движения капель воды. При этом капли деформируются: из круглой формы они преобразуются в эллиптическую. Под действием сил электрического поля происходит переориентация движения, сближение капель на такое расстояние, когда начинают действовать межмолекулярные силы притяжения, достигающие при малых расстояниях между каплями значительной величины.

Зависимость силы притяжения между диполями от их размера и расстояния между ними описываются уравнением:

$$F = 6 \cdot \varepsilon \cdot E^2 \cdot (r^6 / l^4), \quad (3.25)$$

где  $\varepsilon$  – диэлектрическая проницаемость среды;

$E$  – напряженность электрического поля, В/см;

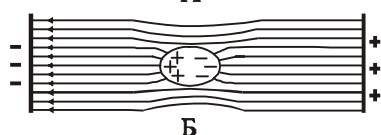
$r$  – радиус капли, м;

$l$  – расстояние между центрами капель, м.

Под действием сил притяжения защитные адсорбционные оболочки капель воды сдавливаются, разрушаются, частицы сливаются (коалесцируют), укрупняются, оседают (рис. 3.21).



Рис. 3.21. Поведение глобул воды в электрическом поле



Помимо заряда наведенного (индуцированного) внешним электрическим полем, частицы дисперсной фазы могут приобретать собственный заряд, например, при контакте с электродом. Величина этого

заряда ( $g$ )  $B$  может быть определена по формуле:

$$g = E \cdot r^2 / 4. \quad (3.26)$$

В этом случае, частицы, перезарядившись, начинают двигаться с большой скоростью к противоположному электроду. При достаточной кинетической энергии защитные оболочки частиц при столкновении разрушаются. Электрическое поле позволяет преодолевать сопротивление коалесценции, обусловленное бронирующими оболочками на каплях воды, капли быстро укрупняются до размеров 150-200 мкм и оседают под действием силы тяжести.

На степень обезвоживания под действием электрического поля влияет повышение температуры (исходя из формулы Стокса) за счет снижения вязкости дисперсионной среды и уменьшения сопротивления в процессе осаждения частиц дисперсной фазы.

Однако при повышении температуры увеличивается электропроводность среды, что может привести к нарушению электрического режима в аппарате, к увеличению давления насыщенных паров. Следовательно, процесс необходимо проводить в аппаратах, рассчитанных на повышенное давление.

**Напряженность электрического поля ( $E$ )** характеризует отношение напряжения на электродах к расстоянию между ними, то есть градиент поля. Напряженность поля между электродами определяется:

- напряжением, приложенным к электродам;
- расстоянием между электродами;



- формой электродов.

$$E = U/l, \quad (3.27)$$

где  $U$  – напряжение, В;

$l$  – расстояние, между электродами, см.

Градиент поля, который необходимо создать между электродами, зависит от **количества** отделяемых примесей, **желаемой степени очистки, свойств** нефти и воды, разности их плотностей, вязкости, **производительности** аппарата, **конструкции** электродов.

Градиент тем больше, чем больше примесей, выше степень очистки, больше вязкость продукта.

Взаимодействие между каплями воды можно увеличить, если повысить напряженность поля ( $E$ ), то есть увеличить **поляризацию** капель и силы дипольного притяжения, которые взаимосвязаны прямо пропорционально с величиной  $E^2$ .

При чрезмерном повышении напряженности поля возможно **электрическое диспергирование** капель. По мере роста  $E$  длина капли увеличивается и при достижении **критической напряженности** происходит ее диспергирование на множество мельчайших капель радиусом  $10^{-7}$ – $10^{-8}$  см (0,1–0,01 мкм). Критическая напряженность поля  $E_{кр}$  определяется по уравнению:

$$E_{кр} = A \sqrt{\frac{2\sigma}{\epsilon d}}, \quad (3.28)$$

где  $\sigma$  – поверхностное натяжение;

$d$  – диаметр капли;

$\epsilon$  – диэлектрическая проницаемость среды;

$A$  – коэффициент пропорциональности, который зависит от концентрации эмульсии

Для одиночной капли  $A=380$ , а при концентрации дисперсной фазы в эмульсии 5, 10 и 20 % величина  $A$  соответственно равна: 382, 391... 403.

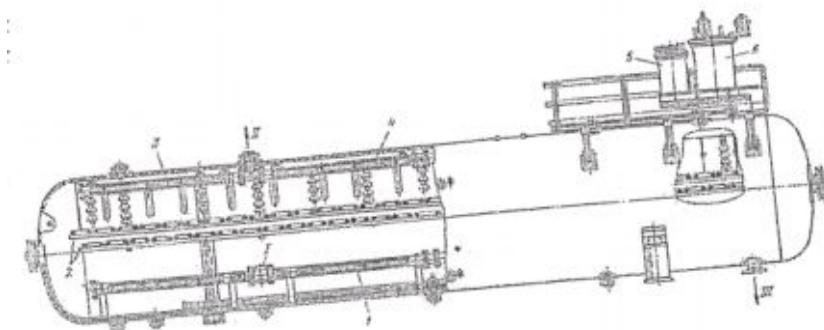
С учётом вышесказанного, технологии процесса обезвоживания в электродегидраторах должно учитывать условие:  $E < E_{кр}$ , что достигается уменьшением напряжения на электродах или увеличением расстояния между ними.

Деэмульсационные установки с использованием электрического поля строятся в основном на переменном токе промышленной частоты (50 Гц). Электродегидратор (рис. 3.22.)

представляет собой горизонтальную цилиндрическую емкость, в которой имеются два электрода в форме решетчатых прямоугольных рам, подвешенных параллельно и занимающих почти все горизонтальное сечение аппарата (2). Расстояние между электродами может изменяться от 20 до 40 см.

Электродегидратор (ЭДГ) применяют для глубокого обессоливания **средних** и **тяжелых** нефтей. Устанавливают его после блочных печей нагрева или других нагревателей и после отстойников. В ЭДГ электроды (1, 2 на рис. 3.23) подвешены горизонтально друг над другом, имеют форму прямоугольных рам, занимающих всё сечение аппарата. Расстояние между электродами 25-40 см, питаются они от двух трансформаторов мощностью по 50 кВт.

Подача сырья в ЭДГ осуществляется снизу через раздаточный коллектор с ответвлениями, который обеспечивает равномерное поступление эмульсии по всему горизонтальному сечению аппарата под водяную подушку. В ЭДГ эмульсия проходит через **три зоны** обработки. В **первой зоне** эмульсия проходит слой отстоявшейся воды, уровень которой поддерживается автоматически на 20-30 см выше раздаточного коллектора. В этой зоне эмульсия подвергается водной промывке, в результате которой она теряет основную массу пластовой воды.



*Рис. 3.22. Схема электродегидратора 1 ЭГ-160: I-ввод эмульсии; II – отбор нефти; III- сброс воды; 1- распределитель эмульсии; 2- электроды; 3-сборник нефти; 4- подвесной изолятор; 5- реактивная катушка; 6- высоковольтный трансформатор*

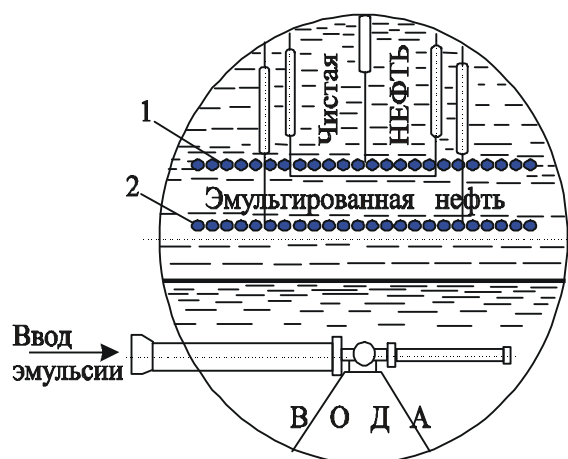


Рис. 3.23. Принципиальная схема электродегидратора

Обезвоженная эмульсия, двигаясь в вертикальном, направлении с небольшой скоростью, последовательно подвергается обработке сначала в зоне слабой напряженности электрического поля (вторая зона), между уровнем отстоявшейся воды и нижним электродом, а затем в зоне сильной напряженности, между обоими электродами. Техническая характеристика ЭДГ приведена в табл. 3.9.

Таблица 3.9

Техническая характеристика электродегидратора

Параметры	Значения параметров
Рабочее давление, МПа	1
Температура эмульсии, °С	110
Диаметр аппарата, м	3,4
Длина аппарата, м	16,4
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	160–200
Напряжение на электродах, В	11500–16500
Производительность по товарной нефти, т/сут	от 2000–5000 до 8000–11500

Для разрушения эмульсии и обессоливания нефтей, содержащих парафин, применяются ЭДГ, имеющие три электрода. В этих аппаратах эмульсию вводят через распределительные головки, помещенные между нижним и средним электродами.

К **механическим способам разрушения эмульсии** относятся: отстаивание, центрифугирование и фильтрование.

**Отстаивание** применимо к свежим нестойким эмульсиям, способным расслаиваться на нефть и воду вследствие разности плотностей компонентов, составляющих эмульсию. Процесс отстаивания широко применяется для: обезвоживания и обессоливания нефти, очистки воды от продуктов коррозии, соединений кремния и прочих загрязнений, отделения газа от жидкости.

Важным показателем процесса отстаивания является скорость осаждения частиц под действием силы тяжести. Обычно рассматривают процесс отстаивания на примере частицы (твердая или жидкая) шарообразной формы (рис. 3.24) в ламинарном режиме, но оно может проходить и в турбулентном (рис. 3.25).

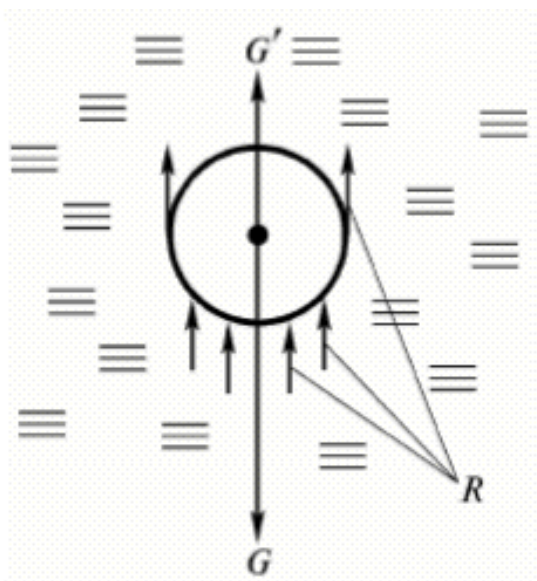


Рис. 3.24. Схема действия сил на частицу, движущуюся в неподвижной среде

Если размер взвешенных частиц больше 0,5 мкм, то скорость оседания капель воды или подъема частиц нефти в воде подчиняется закону Стокса, из которого следует, что чем меньше частицы дисперсной фазы и разность плотностей воды и нефти и чем больше вязкость среды, тем медленнее протекает процесс расслоения:

$$W_B = \frac{gd_B^2(\rho_q - \rho_H)}{18\mu_H} \quad (3.29)$$

Холодный отстой нефтяных эмульсий осуществляется под давлением с обращением фаз, часто с предварительной обработкой ДЭ. Нефтяная эмульсия вместе с необходимым количеством ДЭ и пластовой водой со ступени обезвоживания подается в отстойник. Подача в эмульсию ДЭ и пластовой воды вызывает инверсию фаз и разложение эмульсии на нефть и воду. Инверсия фаз энергетически выгодна, так как частицы нефти двигаются в водной среде меньшей вязкости, чем капли воды в более вязкой среде - нефти. Применение ДЭ сокращает время обработки эмульсии до 1 часа.

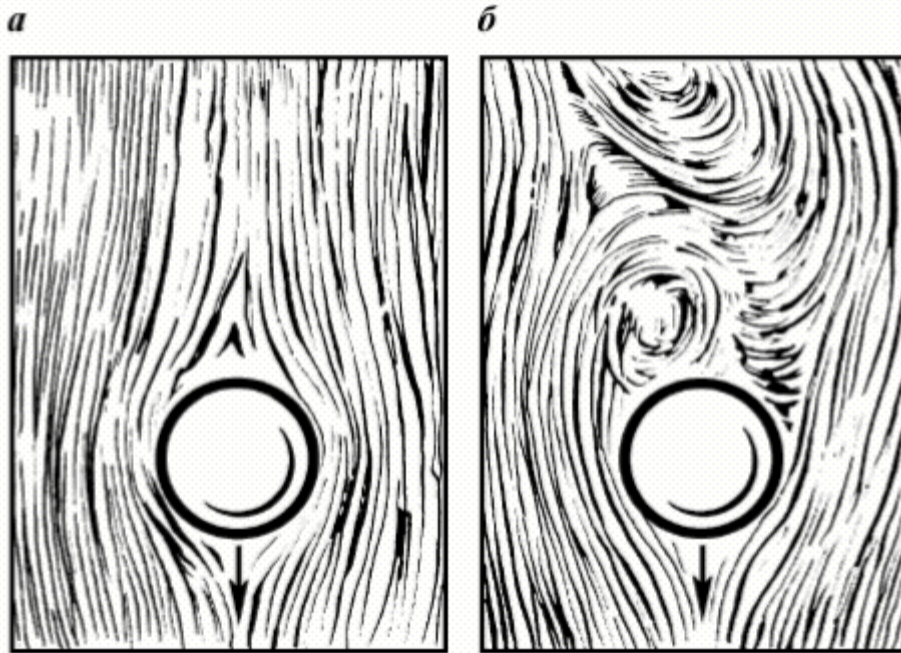


Рис. 3.25. Схема движения частицы в среде:  
 а – при ламинарном режиме; б – при турбулентном режиме

Метод отстаивания применяется для:

- высокообводненная эмульсия;
- нефтей с большой газонасыщенностью.

Дегазация нефти увеличивает турбулентность потока, приводит к дроблению и слиянию капель воды, препятствуя формированию прочного адсорбционного слоя. В результате, капли воды могут свободно сливаться и выделяться из нефти в виде свободной фазы при создании соответствующих условий. Подогрев и добавка ДЭ оказывают положительное действие на процесс отстаивания.

При **центрифугировании** вода и механические примеси выделяются из нефти под действием **центробежной** силы:  $F_{ц} = \frac{mw^2}{R}$ .

Можно воспользоваться уравнением Стокса, заменив в нем ускорение **силы тяжести**  $g$  на ускорением **центробежной** силы ( $a$ ):

$$w_r = \frac{d^2(\rho_B - \rho_H)}{18\mu_H} a. \quad (3.20)$$

Заметим в уравнении Стокса ускорение **силы тяжести** ( $g$ ) на ускорением **центробежной** силы ( $a$ ):

$$a = \frac{w^2}{R} = \frac{(2\pi Rn)^2}{R} 4\pi^2 R n^2, \quad (3.21)$$

где  $w$  – окружная скорость частицы жидкости;

$n$  – число оборотов центрифуги;

$R$  – радиус вращения.

Для частицы, находящейся на расстоянии ( $r$ ) от оси вращения, мгновенная скорость в радиальном направлении определится как:

$$w_r = \frac{dr}{d\tau} = \frac{2\pi^2 n^2 R \cdot d^2 \cdot (\rho_B - \rho_H)}{9 \cdot \mu_H}. \quad (3.22)$$

Таким образом, скорость отделения капель воды пропорциональна радиусу вращения и квадрату числа оборотов.

Сравним процесс центрифугирования с отстаиванием под действием силы тяжести. В центрифуге частицы, перемещаясь в радиальном направлении, имеют переменный радиус вращения  $R$ , а, следовательно, на них действует **переменная** величина центробежной силы. Поэтому, по мере удаления частицы от оси вращения, скорость осаждения ее **возрастает**.

$$F_{Ц} = \frac{mw^2}{R}, \quad F_T = mg, \quad \frac{F_{Ц}}{F_T} = \frac{w^2}{Rg} = \frac{a}{g} = K_p \quad (3.23)$$

Центробежная сила, действующая на частицу, может быть больше силы тяжести во столько раз, во сколько ускорение центробежной силы больше ускорения свободного падения. Отношение этих ускорений называется **фактором разделения**  $K_p$ .

Значение  $K_p$  для центрифуг  $\sim 3000$ , т.е. движущая сила процесса осаждения в центрифугах (центробежная) на 2–3 порядка больше, чем в отстойниках. Поэтому эффективность центрифуг выше, чем отстойников, и в них можно эффективно отделять мелкие частицы размером порядка 1 мкм.

Разделение водонефтяных эмульсий в центрифугах – исключительно эффективный метод, однако практического применения для деэмульгирования нефтей не нашел из-за малой пропускной способности центрифуг и высоких эксплуатационных затрат.

Число оборотов промышленных центрифуг: от 3500 до 50000 об/мин. Чем больше число оборотов, тем больше разделительная способность центрифуги, но меньше ее производительность. Так,

при  $n=15500$  об/мин  $Q = 1,5-4,5$  м<sup>3</sup>/ч, при  $n=19000$  об/мин  $Q = 0,4-1,2$  м<sup>3</sup>/ч.

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

Если взаимодействие молекул жидкости с молекулами твердого вещества сильнее, чем между собой, то жидкость растекается по поверхности, т.е. смачивает ее. Если молекулы жидкости взаимодействуют между собой сильнее, чем с твердым веществом, то жидкость собирается на поверхности в каплю, то есть смачивания не происходит.

Смачивание жидкостью поверхности твердого тела можно рассматривать как результат действия сил **поверхностного натяжения**. Жидкость тем лучше смачивает твердое тело, чем меньше взаимодействие между ее молекулами. Неполярные жидкости (нефть) с малым поверхностным натяжением (20–30 эрг/см<sup>2</sup>) обычно хорошо смачивает твердую поверхность. Вода с поверхностным натяжением 72,5 эрг/см<sup>2</sup> смачивает лишь некоторые материалы: стекло, кварц.

Фильтрующее твердое вещество должно удовлетворять основным требованиям: иметь хорошую смачиваемость водой, чтобы произошло сцепление глобул воды с фильтрующим веществом, разрыв межфазных пленок, и произошла коалесценция (слияние) капель воды; быть достаточно прочным, чтобы обеспечить длительную эксплуатацию.

Данный метод самостоятельного применения не находит из-за громоздкого оборудования, малой производительности, необходимости часто менять фильтры, но встречается в сочетании с термохимическими методами разрушения эмульсий для систем, когда: большая обводненность нефти, малая обводненность, но эмульсия нестойкая, незначительная разность плотностей воды и нефти.

Сравнение рассмотренных методов разрушения водонефтяных эмульсий по эффективности и технологичности приведено в табл.3.10.

Таблица 3.10

## Сравнительная характеристика методов разрушения эмульсий

Стадия процесса	Характеристика стадии	Последовательность значимости методов	
		По эффективности воздействия	По технологичности
I	Разрушение бронирующих оболочек	Химические реагенты	Химические реагенты
		Нагрев	Перемешивание
		Электрические поля	Нагрев
		Перемешивание	Электрические поля
		Электромагнитные поля	Электромагнитные поля
II	Укрупнение капель	Электрические поля	Гидродинамические эффекты
		Коалесцирующие насадки	Промывка в слое воды
		Гидродинамические эффекты	Электрические поля
		Ультразвук	Коалесцирующие насадки
		Промывка в слое воды	Ультразвук
		Флокулянты	Флокулянты
		Магнитное поле	Магнитное поле
III	Разделение фаз	Центрифугирование	Отстаивание
		Отстаивание	Центрифугирование
		Флотация	Электростатические поля
		Электростатические поля	Флотация

### 3.6. Обессоливание

Технологические процессы в аппаратах системы нефтепромыслового обустройства обеспечивают доведение концентрации хлористых солей (при необходимости) до 100 мг/л и менее, но не более 900 мг/л.

Больше всего в воде содержится хлористых солей, до 80–90 % от общего содержания солей. В пластовой воде содержатся ионы растворённых солей:

- анионы:  $\text{OH}^-$ ;  $\text{Cl}^-$ ;  $\text{SO}_4^{2-}$ ;  $\text{CO}_3^{2-}$ ;  $\text{HCO}_3^-$ ;
- катионы:  $\text{H}^+$ ;  $\text{K}^+$ ;  $\text{Na}^+$ ;  $\text{NH}_4^+$ ;  $\text{Mg}^{2+}$ ;  $\text{Ca}^{2+}$ ;  $\text{Fe}^{3+}$ ;
- ионы микроэлементов:  $\text{I}^-$ ;  $\text{Br}^-$ ;
- коллоидные частицы  $\text{SiO}_2$ ;  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ;  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , нафтенновые кислоты и их



соли.

Подготовка скважинной продукции и внутренняя транспортировка нефтей серьёзно осложнены процессами выпадения неорганических солей из попутно извлекаемой воды. Основные компоненты в большинстве отложений:

- карбонат кальция ( $\text{CaCO}_3$ );
- сульфат кальция (гипс  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  и ангидрит  $\text{CaSO}_4$ );
- сульфат бария ( $\text{BaSO}_4$ ).

В значительных количествах в составе отложений имеются различные **примеси**: сульфат стронция ( $\text{SrSO}_4$ ), карбонат стронция ( $\text{SrCO}_3$ ), карбонат бария ( $\text{BaCO}_3$ ), карбонат магния ( $\text{MgCO}_3$ ), хлорид натрия, сульфат радия. Встречаются механические примеси, продукты коррозии (окислы железа  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , сульфид железа  $\text{FeS}_2$ ) и другие. Отложения чистых **сульфатных или углекислых солей** встречаются редко. Обычно они представлены смесью основного неорганического компонента с частицами нефти, силикатов, парафина, продуктами коррозии, примесями других солей.

Большинство отложений имеет кристаллическую структуру. Процесс их формирования представляет собой **массовую кристаллизацию пересыщенного раствора** солями относительно какого-либо компонента в:

- сложных гидродинамических условиях;
- широком интервале температур;
- присутствии большого количества примесей, способных оказывать существенное влияние на характер (свойства) кристаллических осадков.

Процесс формирования кристаллических солей состоит из ряда основных этапов:

- пересыщение раствора солями;
- зародышеобразование;
- рост кристаллов;
- перекристаллизация.

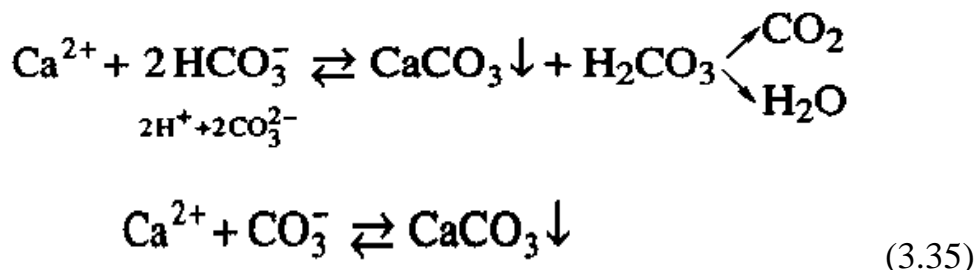
Эти этапы могут протекать либо поочередно, либо одновременно.

Пересыщение раствора солями относительно какого-либо компонента связано с увеличением концентрации последнего выше равновесной растворимости.

Факторами возникновения этого процесса является минерализация пластовых вод, несовместимость их с техническими и изменение термодинамических условий.

Например, в подтоварных водах гидрокарбонатного типа выполняется

соотношение:  $\text{HCO}_3^- \rightleftharpoons \text{CO}_3^{2-} + \text{H}^+$ , и образование кальцита ( $\text{CaCO}_3$ ) происходит по схемам:



В отличие от большинства неорганических солей кальцит ( $\text{CaCO}_3$ ) лучше растворяется в воде с уменьшением температуры. Так, при 100 °С его равновесная концентрация составляет 14 мг/л, то при 0 °С 85 мг/л.

Однако в значительно большей степени, чем температура, на выпадение кальцита влияет парциальное давление углекислого газа:

Парциальное давление $\text{CO}_2$ , МПа	0,0001	0,01	0,1	1,0
Растворимость $\alpha$ , мг/л	60	400	920	2125

Изменение давления и температуры способно привести к пресыщению растворов относительно сульфатов кальция и бария (табл. 3.11).

Таблица 3.11

Влияние температуры на растворимость сульфатов Са и Ва в воде

Сульфатная соль	Температура, °С								
	0	20	25	40	50	80	92	95	100
Ангидрит	-	3000	-	2200		1080	-	-	660
Гипс	1759	2036	2080	2097	-	1966	-	-	1619
Барит	-	-	2,8	-	3,2	3,2	3,9	3,6	-

Максимальная растворимость гипса наблюдается при температуре 40. °С, дальнейшее повышение температуры уменьшает его растворимость. Растворимость ангидрита с возрастанием температуры уменьшается намного быстрее, и в аппаратах подготовки скважинной продукции с температурой 40. °С возможно его преобладание в солевых отложениях. На растворимость барита температура оказывает незначительное влияние.

Зависимость равновесных концентраций сульфатов кальция и бария от давления незначительна. При падении давления от 50,0 до 10

МПа при температуре 100 °С растворимость сульфата кальция уменьшается на 0,04 масс. % и составляет 0,09 масс. %.

Влияние давления на растворимость сульфата кальция в насыщенном растворе при 20 °С приведено ниже:

Растворимость $\alpha$ , мг/л	2,08	2,12	2,33	2,46
Давление, МПа	0,1	4,1	10,1	16,1

Оно невелико, однако анализ промысловых и лабораторных данных показывает, что уменьшение давления может привести к выпадению сульфатов бария и кальция из раствора. **Понижение давления** вызывает **испарение части воды в газовую фазу**, что также способствует пересыщению водно-солевых систем.

Использование в процессах подготовки продукции скважин поверхностных вод, озёрных, речных и др., даже при условии их химической совместимости приводит зачастую к формированию воды совершенно нового состава по сравнению с пластовой. А это, в свою очередь, способствует изменению растворимости отдельных компонентов. В табл. 2.12 показано влияние содержания NaCl на растворимость CaCO<sub>3</sub>, CaSO<sub>4</sub> и BaSO<sub>4</sub> в дистиллированной воде.

Таблица 3.12

Влияние содержания хлористого натрия на растворимость некоторых солей в воде

Сульфатная соль	Содержание NaCl, г/л								
	0	40	50	100	120	150	200	250	300
Кальцит, T <sub>20</sub>	-	-	1632	1736	1750	1720	1576	1416	1256
Барит, T <sub>25</sub>	2,8	18,4	-	26,8	28,4	-	-	-	-
Сульфат кальция, T <sub>20</sub>	3200	-	6000	7000	-	7280	7200	-	-

При высокой концентрации хлористого натрия в растворе заметно повышается растворимость CaCO<sub>3</sub> и CaSO<sub>4</sub> (растворимость кальцита максимальна при содержании 120 г/л NaCl и 150 г/л гипса). В большей степени (в 10 раз) повышается при этом растворимость BaSO<sub>4</sub>.

Проблемы с выпадением солей и процессы обессоливания проводят в основном для месторождений с водами хлоркальциевого типа. В таких водах растворимость гипса невелика.

Если при отсутствии в воде хлористого кальция равновесная концентрация гипса составляет 2080 мг/л, то при содержании в растворе 367,85 г/л CaCl<sub>2</sub> она уменьшается до 32 мг/л. Влияние

содержания (G) хлористого кальция на растворимость  $\alpha$  (сульфата кальция) приведено ниже:

G, г/л	367,85	280,30	192,91	97,02	51,53	25,77	11,96	7,49	0
$\alpha$ , мг/л	32	203	465	841	1016	1096	1181	1244	2080

Реальные пластовые, попутно добываемые воды, подготавливаемые для закачивания воды - многокомпонентные водно-солевые системы. Но и в двухкомпонентных системах различные соли по-разному влияют на равновесную концентрацию основных компонентов неорганических осадков. Поэтому в каждом конкретном случае при разработке технологий процессов обессоливания необходимо учитывать их состав.

Существующие методы обезвоживания нефти на промыслах не позволяют получить товарную нефть с остаточной обводненностью ниже 0,1 %. При такой глубине обезвоживания товарных нефтей остаточное содержание хлористых солей (в зависимости от минерализации пластовых вод) может колебаться в довольно широких пределах от 20 до 1000 мг/л. Обычно при подготовке сырых нефтей с высокой минерализацией пластовых вод после ступени глубокого обезвоживания предусматривается дополнительный процесс – обессоливание.

**Процесс обессоливания** заключается в промывке обезвоженной нефти пресной водой. Расход промывочной воды может колебаться от 3–5 до 10–15 %. Значительный расход пресной воды в процессе обессоливания нефти вызывает необходимость сокращения объемов воды.

Логинов В. И. предложил выражение для определения расчетного содержания остаточных солей в нефти после ступени обессоливания ( $S_{\text{ВЫХ}}$ ) при исходном содержании солей ( $S_{\text{ВХ}}$ ) при обводненности ( $W_{\text{ВХ}}$ ):

$$S_{\text{ВЫХ}} = (C_0 \cdot W_{\text{ВЫХ}}) / (1 + W_{\text{ПР}} / W_{\text{ВХ}}), \quad (3.36)$$

где  $C_0 = S_{\text{ВХ}} / W_{\text{ВХ}}$  – концентрация солей в пластовой воде;

$W_{\text{ВЫХ}}$  – остаточное содержание воды в нефти после ступени обессоливания;

$W_{\text{ПР}}$  – количество промывочной воды, подаваемой на ступень обессоливания.

Процесс обессоливания нефти и расход пресной воды для промывки в значительной степени зависят от принятой технологии смешения, для чего необходимы специальные смесительные устройства. Использование диафрагм, штуцеров, клапанов не всегда

дает должный эффект. Расхождения между теоретическими и фактическими данными при обессоливании нефти объясняются плохим взаимодействием пластовой и пресной воды, то есть часть капель пластовой воды, не смешивающихся с пресной водой ( $\Delta$ ) и, может быть охарактеризовано критерием ( $K$ ):

$$K = (1 + W_{\text{ПР}} \cdot \Delta) / (W_{\text{ВХ}} \cdot W_{\text{ВЫХ}}). \quad (3.37)$$

Процесс обессоливания нефти по своей сущности связан с процессом выравнивания концентрации капель пресной и пластовой воды, что требует для своего завершения определенного времени и условий, дробления и коалесценции.

Другие исследователи считают, что для успешного ведения процесса обессоливания нефти необходимо создать такие условия, при которых каждая мелкая капля пластовой воды в нефти сольется с одной (достаточно крупной) или несколькими каплями промывочной пресной воды и осядет на дно отстойной аппаратуры.

В этом случае основу процесса обессоливания составляет "захват" (коалесценция) мелких капель пластовой воды крупными каплями промывочной пресной воды или воды любого другого типа. Для осуществления такого процесса обессоливания необходимо обеспечить некоторое время при оптимальных режимах, исключая процесс диспергирования, для чего предлагалось на установках подготовки нефти между блоками обезвоживания и обессоливания установить в качестве смесителей каплеобразователей специальные трубопроводы с определенным гидродинамическим режимом движения в них обрабатываемой системы. Еще в 1941 г. был выдан патент Блеру на использование для обессоливания нефти подводных трубопроводов.

Эта идея была развита и получила практическое воплощение в работах Тронова В. П., которыми показано, что для эффективного осуществления процесса обессоливания время контактирования промывочной пресной воды и нефти в смесителе-трубопроводе при  $Re=20-30 \cdot 10^3$  должно быть не менее 3–5 мин, что приводит к необходимости монтажа **достаточно громоздких смесителей-каплеобразователей.**

Перспективным направлением в совершенствовании технологического процесса обессоливания нефти является использование **распыленного ввода промывочной пресной воды** в обезвоженную нефть. Это может быть достигнуто впрыскиванием под давлением промывочной воды в нефть через насадку специальной конструкции.

Для расчетов параметров распыления использовалась эмпирическая корреляция Плита и Мельниковой:

$$d_{cp}/d_c = 0,927 \cdot (V \cdot d_c / \eta_{ж})^{-0,925} \cdot (\eta_{ж}^2 / \sigma \cdot \rho_{ж} \cdot d_c)^{-0,480} \cdot (\rho_{cp} / \rho_{ж})^{-2,637} \cdot (\eta_{cp} / \rho_{ж})^{-0,1922} \cdot (1 + 0,18 \cdot \alpha), \quad (3.38)$$

где  $V$  – скорость истечения диспергированной жидкости, м/с;

$\mu_{cp}$  – вязкость среды, Па·с;

$\rho_{ж}$  – плотность диспергированной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{cp}$  – плотность среды, кг/м<sup>3</sup>;

$\mu_{ж}$  – вязкость диспергируемой жидкости, Па·с;

$\sigma$  – межфазное натяжение, Н/м;

$d_{cp}$  – средний диаметр капель воды;

$d_c$  – диаметр сопла форсунки, в диапазоне от 1,9 до 5 мм;

$\alpha$  – угол конусности форсунки, рад.

Рассчитанные по формуле (3.38) средние размеры капель, образующиеся при различных скоростях истечения струи воды в нефтяную среду через отверстия диаметром от 1,0 до 5,0 мм приведены в табл. 3.13. Плотности и вязкости нефти и воды приняты соответственно 860 и 1000 кг/м<sup>3</sup>,  $5 \cdot 10^{-6}$  и  $1 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с, межфазное поверхностное натяжение  $20 \cdot 10^{-3}$  Дж/м<sup>2</sup>. Из данных табл. 3.13 следует, что для получения капель промывочной воды, соизмеримых с размерами капель эмульсии, необходимы значительные скорости истечения струй, составляющие для реальных условий десятки метров в секунду.

В качестве распылителя промывочной воды в обрабатываемую нефть удобно использовать **регулируемый гидродинамический диспергатор (ГРД)**. Преимуществом таких устройств является то, что на основном потоке обрабатываемой нефти не создается какого-либо дополнительного перепада давления, что чрезвычайно важно при напорной системе подготовки нефти.

Таблица 3.13

Расчетные значения средних размеров капель при истечении водной струи в нефтяную среду

Диаметр сопла, мм	Диаметр капель ( $d_{cp}$ ), мкм, при скорости струи, м/с				
	1	2	4	8	16
1	235	123	51	34	18
2	470	246	101	68	35
3	705	369	152	102	53
4	940	492	202	136	71
5	1175	615	253	169	89

В отношении же смесителей диафрагменного типа или клапанов следует отметить, что их эффективность действия во многом определяется создаваемым перепадом давления. При перепадах давления ниже 0,05 МПа хорошего смешения нефти с пресной водой обычно не происходит, а перепад более 0,2–0,3 МПа иногда создает стойкую, труднорассеивающуюся эмульсию. Тот же недостаток наблюдается и при подаче промывочной пресной воды на прием центробежных насосов.

Механизм очистки нефти от кристаллических солей и других твердых неорганических примесей до настоящего времени недостаточно изучен. Появление кристаллических солей в нефти возможно как в товарной, так и в сырой.

При этом было обнаружено, что если процесс образования эмульсий "вода в нефти" начинается в условиях, предшествующих кристаллизации солей или в его начальный период, (например, на забое скважины), то выпадение солей из пластовой воды будет происходить не на стенках труб, а внутри отдельных мелких капель воды, размер которых в большинстве случаев измеряется микронами. При этом кристаллы солей, выпавшие в каплях воды, окажутся "запакованными" бронирующими оболочками природных стабилизаторов и будут вынесены водонефтяным потоком за пределы скважины.

Наблюдения под микроскопом показали, что в каждой глобуле воды (размером 5–20 мкм) содержалось от одного до нескольких кристаллов солей различного размера (3–10 мкм). Выпавшие в глобулах воды кристаллы солей имели форму кубов или призм.

При разгазировании таких эмульсионных систем возможно частичное испарение воды, особенно из тонкодиспергированных глобул, что также способствует появлению повышенного содержания кристаллических хлористых солей в нефти.

Специфическая особенность подготовки таких нефтей заключается в том, что при их нагреве в печах или теплообменниках происходит интенсивное отложение солей и кокса на поверхностях теплообмена. Особенно сильные отложения возникают при использовании блочных нагревателей объемного типа.

Одним из возможных путей решения проблемы подготовки таких эмульсионных нефтей является осуществление более глубокого обезвоживания эмульсионной нефти на ступени предварительного сброса воды с тем, чтобы на блоки нагрева (предпочтительно трубчатого типа) поступала сырая нефть с остаточным содержанием воды не более 1–3 %. Это достигается подбором соответствующего деэмульгатора, определением оптимальной точки ввода его,

поддержанием необходимой температуры сырья, поступающего на ступень предварительного сброса, увеличением времени пребывания системы в аппаратах предварительного обезвоживания нефти и другими.

Иногда при достаточной глубине обезвоживания нефти на ступени предварительного сброса (до 1–3 %), нефть перед ступенью обессоливания дополнительно не обезвоживают. Нефть после предварительного сброса нагревают до заданной температуры и смешивают с определенным объемом (5–10 %) пресной промывочной воды и некоторым количеством реагента-деэмульгатора. При необходимости применяют вторую ступень обессоливания.

Одним из наиболее распространенных методов обессоливания нефти является растворение солей пресной водой. Технология выполнения этого метода очень проста. В частично подготовленную нефть с большим содержанием солей добавляется пресная вода. Соли, находящиеся в нефти, растворяются в пресной воде и затем при обезвоживании удаляются вместе с водой. Если содержание солей в нефти не соответствует нормам, процесс повторяют или увеличивают количество подаваемой пресной воды.

На УПН пресная вода может подаваться с одного или нескольких

источников, которыми служат:

- водозаборные скважины, оборудуются погружными насосами;
- открытые водоемы, оборудуются плавающими насосными станциями;
- очистные сооружения, подающие предварительно очищенную техническую и подтоварную воды.

Основные схемы подачи пресной воды изображены на рис. 3.26-3.28.

**В первом случае** пресная вода подается на приём сырьевых насосов (рис. 3.26), что обеспечивает растворение в ней солей уже в начале процессе подогрева нефти в печах. Такая схема целесообразна при небольших объёмах подготовки нефти на УПН и низком содержании в ней солей.





Рис. 3.26. Схема подачи пресной воды на УПН

**Во втором случае** пресная вода подается после горячей сепарации (рис. 3.27) на приём резервуаров для окончательного отделения воды. Такая схема подачи воды используется при больших объемах подготовки нефти и среднем содержании солей.

Преимуществом этой схемы по сравнению с первой является возможность подачи значительно большего количества пресной воды, поскольку процент обводненности нефти на данном этапе значительно меньше, чем на выходе из сырых резервуаров.

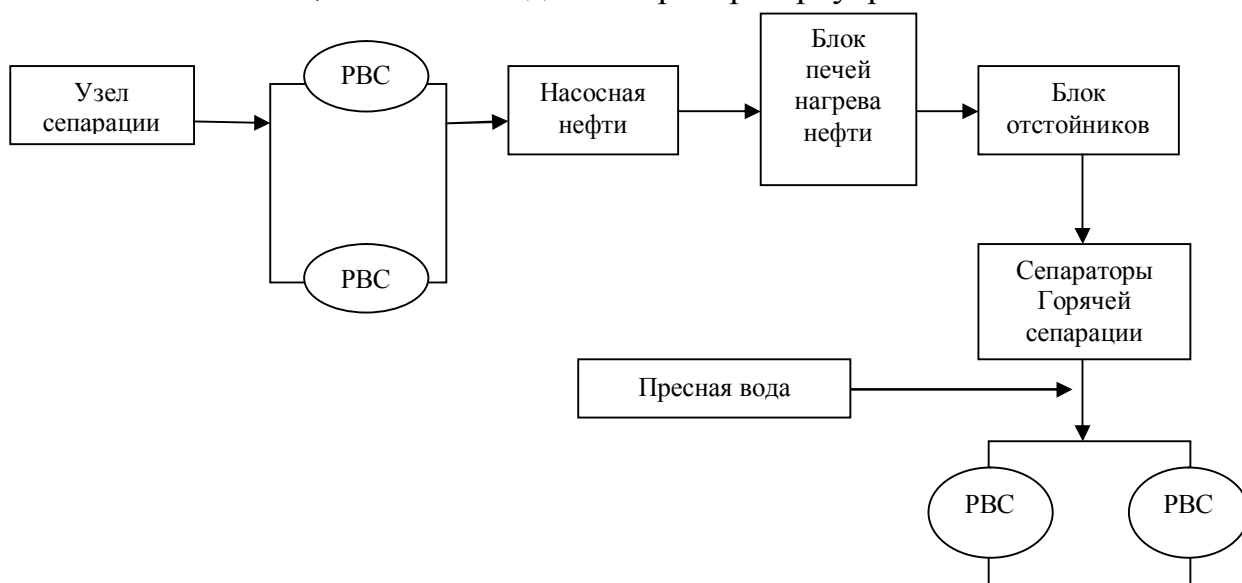


Рис. 3.27. схема подачи пресной воды на УПН

**В третьем случае** пресная вода попадает и на прием сырьевых насосов, и после горячей сепарации (рис. 3.28) на прием резервуаров для окончательного отделения воды. Эту схему подачи пресной воды используют при больших объемах подготовки нефти с высоким содержанием солей.

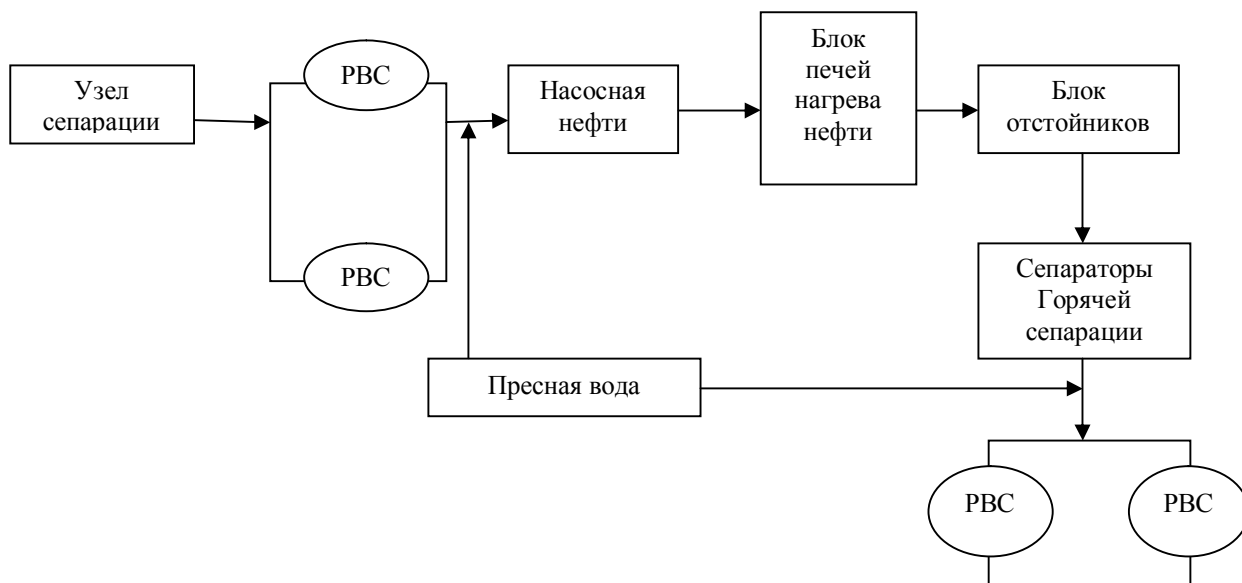


Рис. 3.28. схема подачи пресной воды на УПН

На укрупненных объектах подготовки нефти подача пресной воды осуществляется перед отстойниками 1 степени и электродегидраторами.

Следует отметить, что в зависимости от конкретных условий, физико-химических свойств эмульсий и состава оборудования установок могут быть применены различные технологические приемы и технические средства для интенсификации процесса обессоливания нефтей.

Мавлютова М. З. с соавторами считают, что тип реагента-деэмульгатора, количество пресной воды, интенсивность перемешивания и длительность контактирования её с обезвоженной нефтью должны быть в каждом конкретном случае специально подобраны.

Для обессоливания нефтей, на примере нефти Арланского месторождения ими были предложено увеличить время перемешивания нефти с промывочной водой до 15 секунд. Кроме того, было рекомендовано вводить в неё щелочь до 50 г/т нефти, а неионогенный реагент вводить только на ступень обезвоживания, использование промывочной воды подачей дренажной воды со второй ступени обессоливания на первую. При этом экономится пресная вода, утилизируются реагент-деэмульгатор и теплота. Лучшие результаты по глубокому обессоливанию ромашкинской нефти были получены при двукратном использовании промывочной воды и подаче реагента-деэмульгатора только в свежую пресную воду, т. е. на вторую ступень обессоливания.

В ОАО «Джалильнефть» успешно обезвоживают и обессоливают ромашкинскую нефть с содержанием солей до 30 мг/л в две электрические ступени при расходе промывочной воды около 4об. %. Из анализа данных следует, что качество обессоливания во многом зависит от эффективности работы электродегидрататора ступени обезвоживания, который обеспечивает снижение содержания солей в нефти от нескольких десятков тысяч до 100–200 мг/л, а воды от 10–15 до 0,1–0,2 %.

Важно также, чтобы на ступень обессоливания подавалась максимально разрушенная эмульсия. Так, при поступлении на ступень обессоливания эмульсии с агрегативной устойчивостью 50–70 % (определялась по методике Мансурова Р. И.), несмотря на малое содержание в ней воды и солей, не удавалось получить содержания хлоридов в товарной нефти менее 40 мг/л. Доведение же агрегативной устойчивости эмульсии, поступающей со ступени обезвоживания, до 30–40 % (небольшим увеличением расхода реагента) позволило получить обессоленную нефть с содержанием солей 20–30 мг/л.

Интересным приемом, позволяющим увеличить глубину обессоливания нефтей, является введение в обезвоженную нефть минерализованных стоков, выполняющих роль подвижной коалесцирующей среды (Нефтяное хозяйство). Этот прием при повышении объема вводимых в трубопровод стоков и соблюдении необходимого дисперсионного состава воды и гидродинамического режима работы трубопровода – перспективное направление в процессах обессоливания нефти.

Следует отметить, что в связи со сложным механизмом солеотложения в промысловых объектах методы прогнозирования его недостаточно обоснованы. Некоторые процессы не поддаются учету (адсорбция), другие постоянно изменяются и неоднозначно влияют на механизм солеотложения, третьи — мало изучены: влияние поверхности оборудования, гидродинамические эффекты, влияние органических компонентов нефти и др.

На практике чаще используются меры предупреждения, чем методы предупреждения их образования.

При отложениях солей карбонатов с помощью соляной кислоты хорошо удаляются карбонаты кальция и магния. Для борьбы с рыхлыми отложениями гипса в начальный период загипсовывания оборудования используются 10–15 %-е растворы карбоната и бикарбоната натрия и калия. При этом гипс преобразуется в карбонат кальция, который затем удаляют соляной кислотой. Для удаления плотных, плохо проницаемых осадков применяют более

эффективные растворы: гидроокиси натрия и калия, 20 %-й раствор каустической соды. Предложены многие другие составы реагентов, удаляющих солеотложения.

### 3.7. Промысловая подготовка воды

При разработке нефтяных и газовых месторождений значительные объёмы воды расходуются на поддержание пластового давления, что позволяет продлить период фонтанирования скважин и значительно увеличить коэффициенты нефтегазоотдачи.

Ориентировочный расход воды для добычи одной тонны нефти составляет в среднем  $115 \text{ м}^3$  на  $100 \text{ м}^3$  добываемой жидкости. Пластовые воды закачивают в продуктивные или поглощающие пласты. Закачивают и пресные, используемые в технологическом процессе при обессоливании нефти, а также ливневые воды и поверхностные. Промысловые воды нельзя сбрасывать в реки и водоемы, это может приводить к гибели растительной и животной фауны. Все эти воды называются нефтепромысловыми (НП) сточными водами или техническими.

Состав сточных вод приблизительно включает имеет распределение:

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

Использование нефтепромысловых вод в системе поддержания пластового давления - важное техническое и природоохранное мероприятия, позволяющее осуществлять замкнутый цикл оборотного водоснабжения по схеме: «нагнетательная скважина – пласт – добывающая скважина – система сбора и подготовки нефти и газа с блоком водоподготовки – система ППД».

**Нефтепромысловые воды** представляют собой разбавленные дисперсные системы плотностью ( $\rho \approx 1040\text{--}1180 \text{ кг/м}^3$ ), дисперсионные среды которых – высокоминерализованные рассолы ( $\mu_{\text{хлор-кальц. типа}} > \mu_{\text{г/карб}}$ ). Дисперсные фазы сточных вод – капельки нефти и твердые взвеси пород, выносимых из пласта. При извлечении из недр пластовая вода, находящаяся в эмульгированном состоянии практически не содержит какие-либо загрязнения (примеси не превышают 10–20 мг/л).

После расслоения эмульсии на нефть и воду содержание диспергированных частиц в отделяемой воде сильно растет: нефти до 4–5 г/л, механических примесей до 0,2 г/л. Объясняется это тем,

что в результате снижения межфазного натяжения на границе нефть–вода вследствие введения в систему реагента–деэмульгатора и турбулизации расслоенного потока интенсифицируется диспергирование нефти в воде, а также отмыв и пептизация различных шламовых отложений (продуктов коррозии, глинистых частиц) с внутренней поверхности трубопроводов.

Кроме того, в аппаратах-водоотделителях накапливается промежуточный слой, состоящий из капель воды с неразрушенными бронирующими оболочками, агломератов твердых частиц, механических примесей, асфальтосмолистых веществ и высокоплавких парафинов, микрокристаллов солей и других загрязнителей. По мере накопления часть промежуточного слоя сбрасывается с водой, и значительное количество загрязняющих примесей переходит в водную среду. В результате смешения вод различного химического состава происходит нарушение сульфатного равновесия, что тоже приводит к увеличению твердого осадка.

Природные и технические воды могут содержать примеси органического и неорганического происхождения: капельки нефти, а также большое количество солей, достигающее до 300 г/л., гидролиз Fe(OH)<sub>2</sub> и гидроокись Fe(OH)<sub>3</sub> железа, микроорганизмы.

Присутствующие же в закачиваемой воде **микроорганизмы** могут образовать нежелательные соединения. Так, сульфатовосстанавливающие бактерии при своей жизнедеятельности вырабатывают **сероводород** в количестве до 100 мг/л. Сероводород - коррозионно-активный газ. Вместе с нефтью он извлекается на поверхность, подвергает коррозионному разрушению трубопроводы, аппараты и оборудование. Сульфат-восстанавливающие бактерии способствуют выпадению осадков карбоната кальция и сульфида железа.

Сероводород вместе с углекислым газом может присутствовать в пластовых водах и в растворенном состоянии. **Углекислый газ**, находящийся в воде приводит к разрушению защитных окисных пленок на металле, чем интенсифицирует его коррозию. Растворенный в поверхностной воде **кислород** также является нежелательным компонентом. Он участвует в кислородной деполяризации, протекающей при электрохимической коррозии трубопроводов и оборудования.

Присутствие **солей** в закачиваемых в пласт водах также может стать причиной образования коррозионно-активных компонентов. Так, при взаимодействии сульфата кальция (CaSO<sub>4</sub>) с метаном может образовываться сероводород.

Растворенные газы: кислород, сероводород, углекислый газ интенсифицируют процесс коррозии. Что способствует вторичному загрязнению НП вод продуктами коррозии. В сточных водах содержится закисное железо до 0,2 г/л, окисление которого приводит к образованию осадка и углекислого газа.

Перед закачкой технических НП вод в продуктивные и поглощающие пласты требуется их очистка. Нормы качества вод в зависимости от типа коллектора приведены в табл. 3.14.

В среднем, согласно существующим правилам и инструкциям, вода, предназначенная для закачки в пласты, должна содержать не более 2 мг/л взвешенных твердых частиц и 0,3 мг/л железа.

Таблица 3.14

Нормы качества сточной воды для закачки в продуктивные пласты

Вид коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л		
	Нефти	Механических примесей	Железа
Пористо-трещинный и трещинный	25	30	2
Слабо-трещинный	15	10	1

Подготовка воды для закачки в пласт предусматривает:

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

Процесс подготовки воды на промыслах включает этапы:

- отстаивание от нефти и газа;
- уничтожение микроорганизмов.

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

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

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

В ходе **аэрации** – процесса обогащения воды **кислородом воздуха** – из солей железа образуется нерастворимый **гидрат окиси железа** ( $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ), оседающий в воде в виде хлопьев. Однако при аэрации из воды удаляются не все соли железа, а сам процесс требует использования весьма громоздкого и сложного оборудования. Кроме того, аэрация повышает коррозионную активность воды.

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

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

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

Типовая схема установки подготовки природных вод представлена на рис. 3.39. Насос **1** забирает воду и подает ее в смеситель **3**. По пути дозирочное устройство **2** вводит в нее коагулянт. В смесителе **3** коагулянт интенсивно перемешивается с водой, после чего обработанная вода поступает в осветлитель **4**, где образуются и задерживаются хлопья. Окончательная очистка воды от хлопьев осуществляется в фильтре **5**, откуда она самотеком направляется в резервуары **6**. Затем насос **7** перекачивает воду на кустовые насосные станции (КНС), которые через нагнетательные скважины закачивают ее в пласт. Насос **8** служит для периодической очистки фильтра **5** от взвешенных частиц путем прокачки через него чистой воды.

Для предупреждения коррозии, стабилизации химического состава воды в неё при помощи дозированных насосов добавляют реагент гексаметафосфат натрия в количестве 2–3 г/м<sup>3</sup>. С целью уничтожения бактерий, микроорганизмов применяют обработку воды хлором, хлорирование.

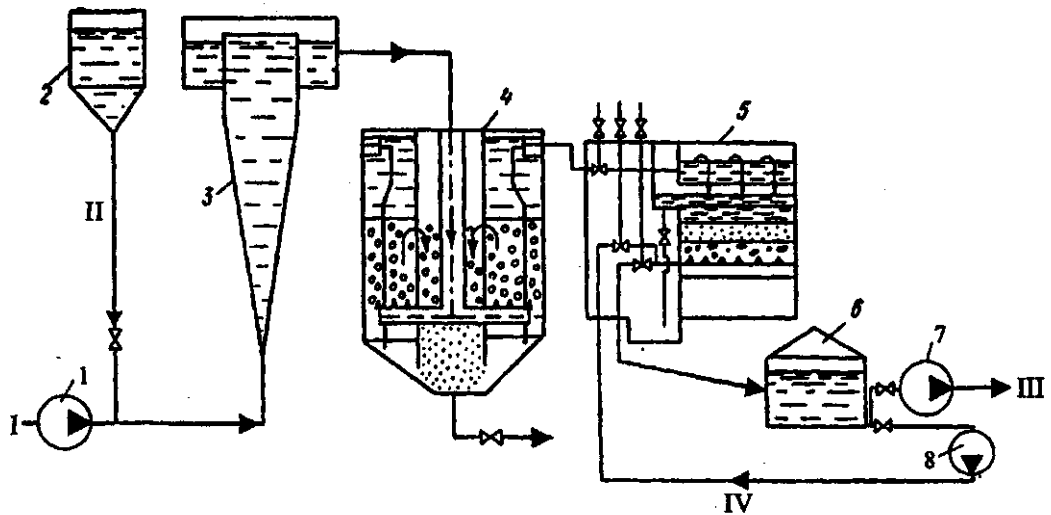


Рис. 3.39. Принципиальная схема установки подготовки природных вод:  
 1,7,8 - насос; 2 - дозировочное устройство; 3 - смеситель; 4 - осветлитель; 5 - фильтр; 6 - резервуары I - неподготовленные природные воды; II - коагулянт; III - подготовленная вода на кустовые насосные станции; IV - вода для очистки фильтра

Подготовка сточных вод на промыслах используют схемы **открытого** и **закрытого** типа. Принципиальная схема установки очистки пластовых сточных вод **открытого типа** приведена на рис. 3.40.

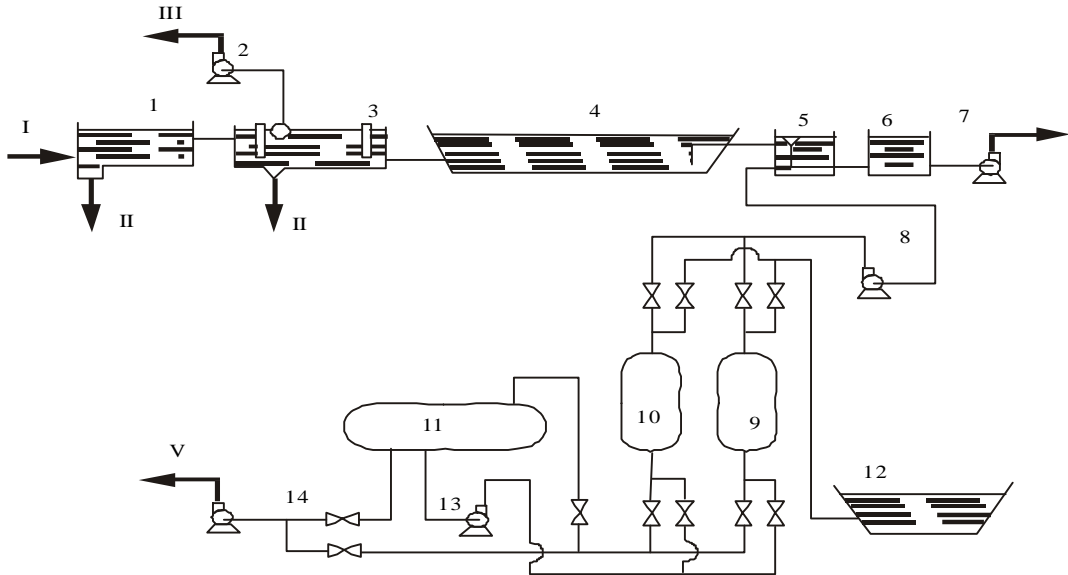


Рис. 3.40. Технологическая схема установки по подготовке сточных вод открытого типа

Техническая вода направляется в песколовку **1**, где осаждаются крупные механические примеси. Из песколовки сточная вода самотеком поступает в нефтеловушку **3**, которая служит для отделения от воды основной массы нефти и механических примесей



**II.** Принцип действия ее основан на гравитационном разделении при малой скорости движения сточной воды (менее 0,03 м/с), которой достаточно для всплывания каель нефти диаметром более 0,5 мм . Скопившуюся в ловушке нефть **III** отводят по нефтесборной трубе и насосом **2** подают на установку подготовки нефти на повторную обработку.

После нефтеловушки сточные воды для доочистки от нефти и механических примесей поступает в пруды-отстойники **4**, где продолжительность отстаивания может быть от нескольких часов до двух суток. Иногда для ускорения процесса осаждения твердых взвешенных частиц или нейтрализации сточных вод перед прудами-отстойниками к воде добавляют химические вещества: известь, серноокислый алюминий, аммиак и др. После прудов-отстойников содержание нефти в сточной воде составляет 30–40 мг/л, а механических примесей 20–30 мг/л. Такая глубина подготовки сточной воды **IV** обычно достаточна для закачки ее в поглощающие пласты и в этом случае вода через камеры **5** и **6** поступает на прием насосов **7**, осуществляющих закачку ее в поглощающие скважины.

Закачка воды в нагнетательные скважины требует более глубокой ее очистки. В этом случае сточная вода из камеры **6** насосом **8** направляется в попеременно работающие фильтры **9** и **10**. В качестве фильтрующего материала используют кварцевый песок (фракция 0,5–1,5 мм), антрацитовую крошку, керамзитовый песок, графит и др. Из фильтра очищенная вода поступает в емкость **11**, откуда насосом высокого давления **14** закачивается в нагнетательную скважину.

Вода, поступающая в фильтр, должна содержать нефти не более 40 мг/л и механических примесей не более 50 мг/л.

Остаточное содержание нефти и механических примесей после фильтра составляет 2–10 мг/л.

После 12–16 ч работы фильтр загрязняется и поток переключается в другой фильтр, а загрязненный фильтр переключают на промывку. Промывку фильтра проводят очищенной водой, забираемой насосом **13** из ёмкости **11** и прокачиваемой через фильтр в обратном направлении. Длительность промывки составляет 15–18 мин. Вода с промываемой грязью сбрасывается в илонакопитель **12**.

Установки по подготовке сточных вод **закрытого типа** предусматривают **исключение контакта воды с кислородом воздуха** для предотвращения окислительных реакций. По принципу действия установки закрытого типа подразделяются на отстойные, фильтрационные, флотационные и электрофлотационные (рис. 3.41).

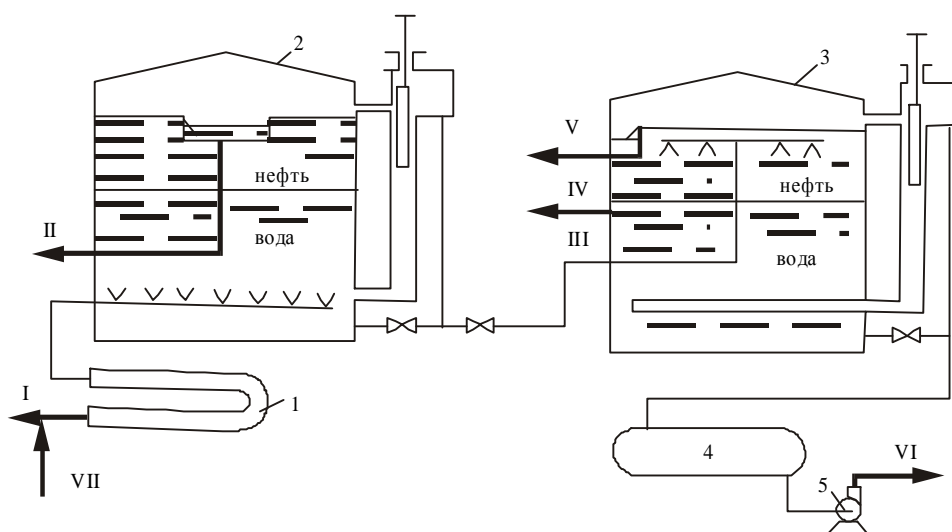


Рис. 3.41. Технологическая схема установки по подготовке сточных вод закрытого типа на принципе отстаивания

Водонефтяная эмульсия **I** в установке по подготовке сточных вод закрытого типа (рис. 3.41), поступающая с промысла, смешивается с горячей пластовой водой **VII**, выводимой из отстойников или подогревателей-деэмульсаторов установки подготовки нефти и содержащей реагент-деэмульгатор, проходит каплеобразователь **1** и поступает в резервуар-отстойник с жидкостным гидрофильным фильтром **2**, в котором осуществляется предварительный сброс воды.

Резервуар-отстойник с жидкостным гидрофильным фильтром выполнен на основе типового вертикального резервуара и имеет сифонное устройство, обеспечивающее поддержание заданного слоя воды под слоем нефти. Водонефтяная эмульсия, изменившая свой тип с обратного на прямой в результате смешения с горячей водой с реагентом-деэмульгатором и турбулентного перемешивания в каплеобразователе, поступает в резервуар-отстойник **2** под слой воды через распределитель.

Поднимаясь через жидкостный гидрофильный фильтр (слой воды) капли нефти освобождаются от эмульсионной воды. Таким образом, происходит предварительное обезвоживание нефти и предварительно обезвоженная нефть **II** выводится с верхней части резервуара-отстойника **2**. Отделившаяся на этой стадии сточная вода **III** перетекает в резервуар-отстойник с гидрофобным жидкостным фильтром **3**. Этот резервуар-отстойник также выполнен на основе типового вертикального резервуара и имеет сифонное устройство, обеспечивающее поддержание заданного слоя нефти над слоем

воды.

Вода вводится через лучевой перфорированный распределитель в слой нефти (жидкостный гидрофобный фильтр) и, опускаясь вниз, освобождается от капелек нефти. Уловленная нефть V (ловушечная нефть) собирается в камере, выводится сверху резервуара-отстойника и направляется на установку подготовки нефти. На границе раздела нефть–вода может образовываться слой неразрушаемой эмульсии IV, которая периодически выводится и направляется также на установку подготовки нефти. Вода, прошедшая через слой нефти и освободившаяся от основной части капельной нефти, подвергается еще и отстою в слое воды. Все эти операции обеспечивают достаточно глубокую очистку пластовой воды от капельной нефти, и очищенная вода VI, пройдя емкость 4, насосом 5 закачивается в поглощающие или нагнетательные скважины.

Основным аппаратом установок по подготовке сточных вод закрытого типа на принципе **фильтрации** является коалесцирующий фильтр-отстойник типа ФЖ–2973 (рис. 3.42), разработанный институтом БашНИПИнефть.

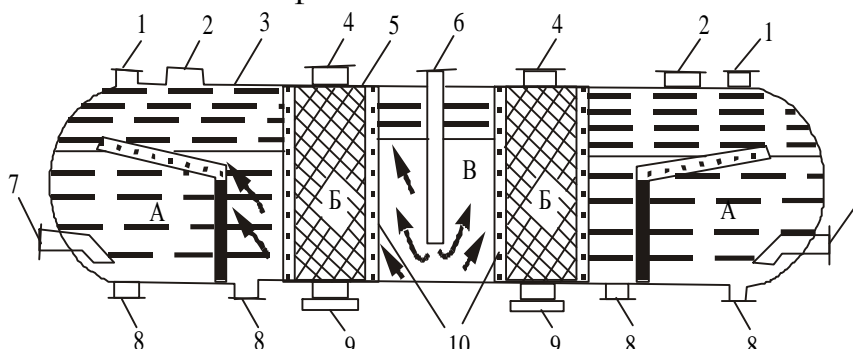


Рис. 3.42. Коалесцирующий фильтр–отстойник типа ФЖ–2973

Сточная вода предварительно подвергается отстою в горизонтальном отстойнике, а затем через патрубок ввода 6 поступает в приемный отсек В фильтра-отстойника, расположенный в средней части корпуса 3. Из приемного отсека сточная вода через перфорированные перегородки 10 поступает в фильтрационные отсеки Б.

Фильтрационные отсеки заполнены коалесцирующим фильтром 5, в качестве которого применяют гранулированный полиэтилен с размером гранул 4—5 мм. Полиэтилен обладает гидрофобным свойством: нефть смачивает его, а вода нет. Поэтому капли нефти, задерживаясь на поверхности гранул, сливаются (коалесцируют) и выходят из фильтрационных отсеков Б в отстойные отсеки А в укрупненном виде. По этой причине в

отстойных отсеках происходит быстрое расслоение воды и капелек нефти и нефть выводится сверху через патрубки вывода нефти **1**, а очищенная вода — через патрубки **7**. Осаждающиеся в отстойных отсеках механические примеси выводятся через патрубки **8**. Отстойные отсеки снабжены люками-лазами **2**. Загрузка и выгрузка гранулированного полиэтилена в фильтрационные отсеки проводится через люки **4** и **9**. При засорении гранулированного полиэтилена осуществляют его промывку подачей в очищенную воду 10—15 % дисперсии керосина в течение 30 мин.

Техническая характеристика коалесцирующего фильтра-отстойника типа ФЖ-2973

Пропускная способность, м <sup>3</sup> /сут	1500–6300
Рабочее давление, Мпа	0,3
Содержание в <b>поступающей</b> воде, мг/л:	
нефти	500–2000
механических примесей	50–70
Содержание в <b>очищенной</b> воде, мг/л:	
нефти	30–50
механических примесей	20–40
Объем, м <sup>3</sup>	100
Масса, кг	30000

**Подготовка сточных вод, основанная на принципе флотации, осуществляется в резервуаре-флотаторе (рис. 3.43).**

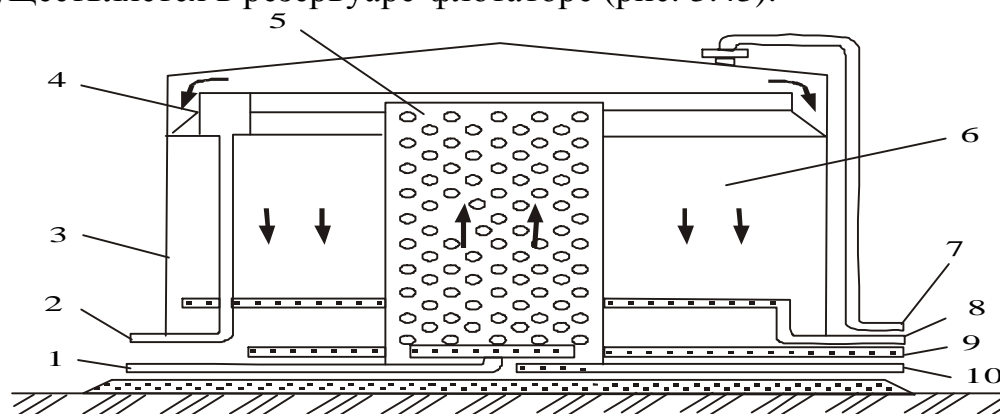


Рис. 3.43. Резервуар-флотатор

Флотация – это процесс извлечения из жидкости мельчайших дисперсных частиц с помощью всплывающих в жидкости газовых пузырьков. В резервуаре-флотаторе пузырьки газа образуются во флотационной зоне (5) за счёт выделения растворенного газа из газонасыщенной сточной воды в результате снижения давления при поступлении ее в эту зону. Давление насыщения воды газом 0,3–0,6 МПа; количество выделенного газа из воды 25 л/м<sup>3</sup>. Газонасыщенная вода через патрубков ввода **1** вводится в нижнюю часть

флотационной зоны с помощью перфорированного распределителя.

Вода поднимается во флотационной зоне со скоростью, обеспечивающей длительность пребывания воды во флотационной зоне около 20 мин. Выделяющиеся пузырьки газа, поднимаясь вверх, встречают на своем пути дисперсные частицы, распределенные в воде. Дисперсные частицы (капельки нефти), которые плохо смачиваются водой, захватываются пузырьками и флотируются на поверхность, образуя там слой пены. Уловленная нефть собирается в кольцевой желоб **4** для сбора нефти и выводится через патрубков **2**. Вода из флотационной зоны **5** перетекает в отстойную зону **6**, расположенную в кольцевом пространстве между корпусом **3** резервуара и флотационной зоной, где медленно опускается вниз.

Дисперсные частицы, которые хорошо смачиваются водой, не захватываются пузырьками газа во флотационной зоне, а под действием силы тяжести осаждаются вниз во флотационной и отстойной зонах, откуда осадок выводится через соответствующие перфорированные трубы и патрубки **9** и **10**. Очищенная вода выводится через кольцевой перфорированный коллектор и патрубок **8**. Резервуар-флотатор герметизирован, поэтому выделяющийся из воды газ выводится сверху резервуара через патрубок **7**.

Содержание примесей в воде, поступающей в резервуар-флотатор на очистку, должно быть для нефти 300 мг/л, механических примесей до 300. Остаточное содержание в очищенной воде, выходящей из резервуара-флотатора, составляет для нефти 4–30 мг/л, механических примесей 10–30 мг/л.

**Электрофлотация** – процесс флотация газом, образовавшимся в результате электролиза. При электролизе воды образуются пузырьки кислорода и водорода. Преимущество электрофлотации по сравнению с газовой флотацией – возможность получения при электролизе тонкодиспергированных пузырьков газа до  $16 \cdot 10^7$  шт/(м<sup>2</sup>·мин), что приводит к быстрому осветлению нефтесодержащей воды.

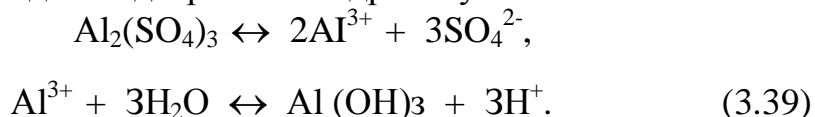
Вода при **электрофлотационном** способе очистки направляется в технологической емкости, в которых устанавливают электроды и пропускают постоянный электрический ток. В результате электролиза на электродах выделяются газовые пузырьки, которые поднимаются вверх, пронизывая слой обрабатываемой нефтесодержащей воды. Пузырьки при движении в воде сталкиваются с дисперсными частицами, взвешенными в воде, прилипают к ним и флотируют их. Таким образом, дисперсные частицы собираются в верхней части сосуда в виде пены, которую

удаляют с помощью скребкового транспортера. Очищенная вода выводится через патрубок, расположенный внизу аппарата. На процесс очистки вод методом электрофлотации существенное влияние оказывает расположение электродов. Рекомендуется располагать один электрод в нижней части аппарата так, чтобы он по возможности закрывал все дно.

Это необходимо для того, чтобы пузырьки, выделяющиеся при электролизе на этом электроде, пронизывали весь объем обрабатываемой воды и обеспечивали флотацию дисперсных частиц. Второй электрод закрепляют в вертикальном положении, так чтобы он не препятствовал флотации дисперсных частиц. Электроды выполняют в виде пластин, решеток, можно использовать подвижные электроды с целью регулирования расстояния между ними.

Для повышения эффективности процессов флотации и электрофлотации в обрабатываемую сточную воду вводят химические реагенты, которые по механизму действия на дисперсные частицы подразделяются на две группы: коагулянты и флокулянты.

**Коагулянты** – электролиты, добавление которых в воду приводит к объединению мельчайших дисперсных частиц в достаточно крупные соединения с последующим их осаждением. Например, коагулянт сернокислоты алюминиевой при взаимодействии с водой подвергается гидролизу:



Образующаяся при этом гидроокись алюминия представляет собой хлопьевидный студенистый осадок, который, оседая, увлекает за собой дисперсные частицы (нефть и механические примеси). Так как этот процесс проходит активно в щелочной среде, то одновременно с коагулянтом добавляют аммиачную воду или известковое молоко (получаемое гашением извести). Кроме сернокислотного алюминия, коагулянтами также являются хлорное железо, железный купорос и др.

**Флокулянты** – это высокомолекулярные водорастворимые полиэлектролиты. Длинные цепи молекул полиэлектролита адсорбируются своими активными центрами (гидрофильными группами) на поверхности дисперсных частиц, что приводит к хлопьеобразованию (флокуляции). В отличие от коагуляции при флокуляции дисперсные частицы не контактируют друг с другом, а

разделены мостиком из молекулярной цепи флокулянта. В качестве флокулянта используется водорастворимый полимер полиакриламид.

Эффективность коагулянтов и флокулянтов существенно возрастает при их совместном применении в процессе очистки сточных вод. При этом дозировка флокулянтов в десятки или даже в сотни раз меньше, чем коагулянтов.

### 3.8. Промысловая подготовка газа

Нефтяной газ, добываемый из недр или вместе с нефтью, может содержать в своем составе различное количество твердых частиц (песок, окалина), конденсат тяжелых углеводородов, пары воды, воду жидком состоянии, углекислоту ( $\text{CO}_2$ ), сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ), азот ( $\text{N}_2$ ) и гелий ( $\text{He}$ ).

Присутствие в газе твердых частиц приводит к абразивному износу труб, арматуры и деталей компрессорного оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов.

В попутном газе нефтяных месторождений и в газе газоконденсатных месторождений могут содержаться тяжелые углеводороды (УВ) вплоть до  $\text{C}_{25}$ , являющиеся при нормальных условиях жидкостями. Эти жидкие УВ представляют собой ценное сырье для получения различных продуктов. Вот почему из газа стремятся выделить различными методами как можно больше жидких углеводородов. Кроме того, конденсат тяжелых УВ оседает в пониженных точках газопроводов, уменьшая их проходное сечение.

Наличие водяных паров в газе приводит к коррозии трубопроводов и оборудования, а так же к образованию в трубопроводах гидратов – снегоподобного вещества, способного полностью перекрыть сечение труб.

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

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

Задачами промысловой подготовки газа являются его очистка от **механических примесей, тяжелых углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа.**

Задачами промышленной подготовки газа является его очистка от механических примесей, тяжелых углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа. Глубина подготовки нефтяного газа к транспорту определяется условиями процессов конденсата - и гидратообразования, а также наличием коррозионноактивных примесей.

### 3.8.1. Очистка газа от механических примесей

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

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

На рис. 3.44. представлена конструкция **вертикального масляного пылеуловителя** цилиндрического сосуда со сферическим дном. 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 **6**), где газ освобождается от крупных 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.

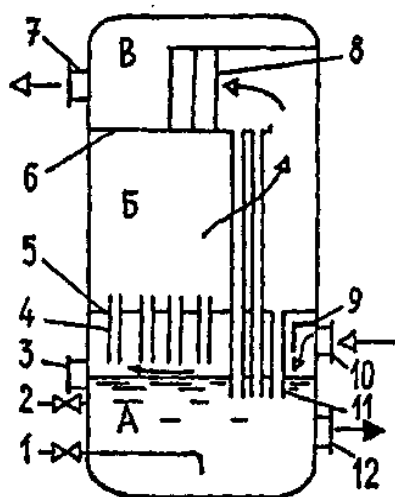


Рис. 3.44. Вертикальный масляный пылеуловитель: 1 – трубка для слива загрязненного масла; 2 – трубка для долива свежего масла; 3 – указатель уровня; 4 – контактные трубки; 5, 6 – перегородки; 7 – патрубок для вывода газа; 8 – скруббер; 9 – козырек; 10 – патрубок для ввода газа; 11 – дренажные трубки; 12 – люк для удаления шлама

При этом газ увлекает за собой масло в контактные трубки, где оно обволакивает взвешенные частицы пыли.

В **осадительной секции** скорость газа резко снижается. Выпадающие при



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

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

Наряду с "мокрым" для очистки газов от твердой и жидкой взвеси применяют и "сухое" пылеулавливание. Наибольшее распространение получили циклонные пылеуловители.

Схема, поясняющая работу циклонного пылеуловителя, приведена на рис. 3.45. 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**. Очищенный газ, изменяя направление движения, попадает в верхнюю часть аппарата, откуда выводится через патрубок **7**. В товарном газе содержание механических примесей не должно превышать  $0,05 \text{ мг/м}^3$ .

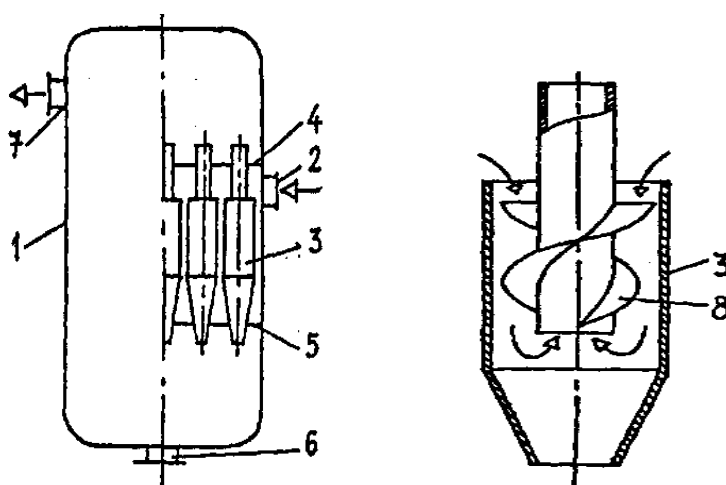


Рис. 3.45. Циклонный пылеуловитель

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

### 3.8.2. Осушка газа

Нефтяной газ содержит пары воды, количество которой можно определить по номограмме (рис. 3.46). они могут насыщать газ до определенного давления, равного давлению насыщенного водяного пара. Предельное содержание водяных паров при данной температуре называется **точкой росы**. Если содержание водяных паров превышает этот предел, то начинается их конденсация, то есть переход в жидкое состояние.

Принято различать **абсолютную и относительную влажность газа**. Под **абсолютной влажностью** понимают массовое количество водяных паров, содержащихся в 1 м<sup>3</sup> газа при нормальных условиях. Массовое количество водяного пара в газе выражается в г/м<sup>3</sup> или в кг на 1000 м<sup>3</sup> газа.

Под **относительной влажностью** понимается отношение фактического содержания в газе водяного пара к максимально возможному содержанию его при данных давлении и температуре. Относительную влажность газа ( $\varphi$ ) определяют отношением парциального давления находящегося в газе водяного пара ( $p_{a/g}$ ) к давлению насыщенного водяного пара ( $P_{в.п}$ ) при данной температуре:

$$\varphi = [p_{в/г} / P_{в.п}] \cdot 100\%, \quad (3.39),$$

Для насыщенного водяного пара величина  $\varphi = p_{в/г}/P_{в.п} = 1$ .

Влажный газ называется насыщенным, когда он содержит максимально возможное количество водяного пара при данной температуре.

При движении нефтяного газа по газосборным сетям всегда происходит падение температуры и давления, сопровождающееся выделением углеводородного и водного конденсата, которые в пониженных местах газопроводов образует жидкостные пробки, которые могут сильно снижать производительность этих газопроводов.

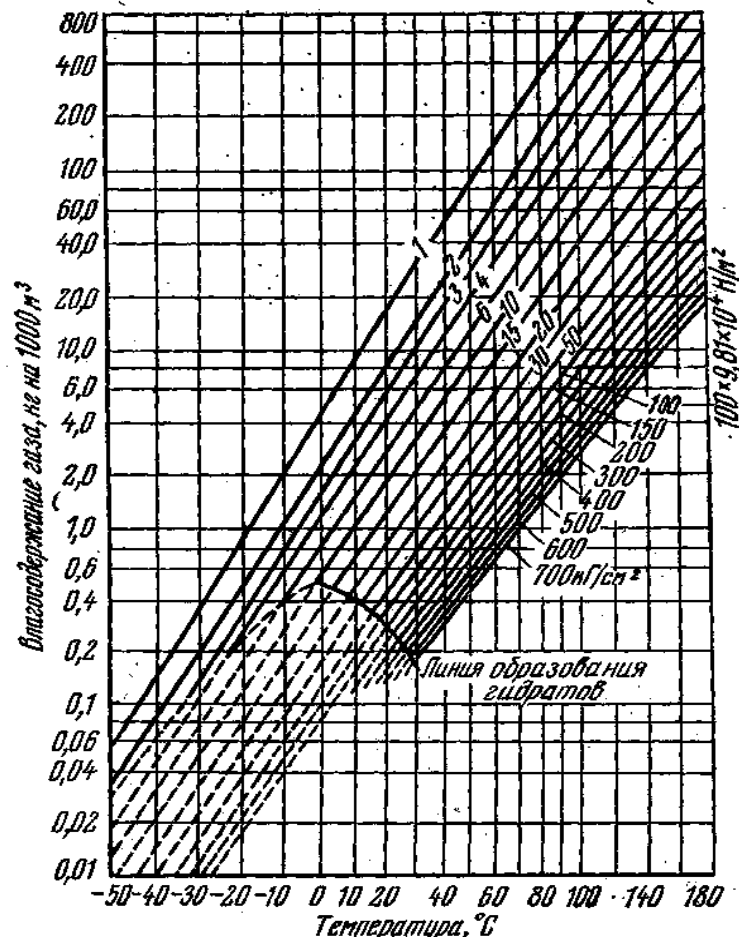


Рис. 3.45. Номограмма для определения содержания паров воды в газе

Кроме того. При определенных термодинамических условиях газы в контакте с водой могут образовывать гидраты. Последние, отлагаясь на стенках труб, уменьшают сечение газопровода и снижают его производительность.

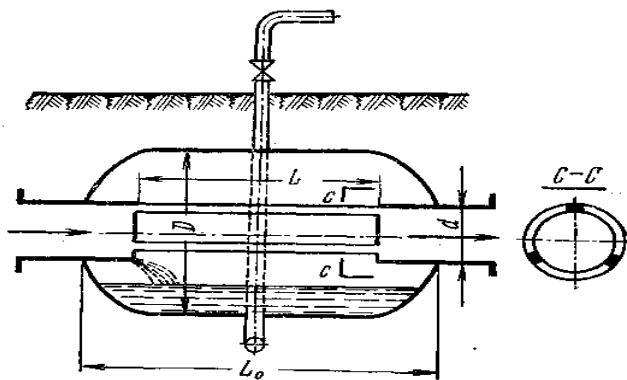


Рис. 3.46. Камера с разрывом струи

Для устранения образовавшихся пробок в газопроводах, рекомендуется устанавливать на них сепарирующие приспособления - камеры с разрывом струи (рис. 3.46), позволяющие очищать газопровод от скопившегося конденсата.

Величина  $L$  в камерах с разрывом струи принимается равной от 1 до 1,2 м, а диаметр корпуса камеры ( $D$ )  $10-15d$  ( $d$  – внутренний диаметр выкидной линии, шлейфа), но не более 2 м.

Для **осушки газа** используются следующие методы: охлаждение; абсорбция; адсорбция.

Осушка природного и нефтяного газа производится с целью извлечения паров воды и предупреждения тем самым образования и отложения гидратов на стенках газопроводов. При осушке газа стремятся уменьшить содержание влаги в газе до такой степени, чтобы **пары воды в газопроводе не достигали состояния насыщения, точки росы.**

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.

Если пластовое давление понижено, то охлаждение газа производится на установках низкотемпературной сепарации. Эти установки очень сложны и дороги.

В отечественной практике чаще всего для осушки газа используются жидкие сорбенты диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ), имеющие целый ряд преимуществ перед другими сорбентами:

- ДЭГ и ТЭГ обладают высокой взаимной растворимостью с водой; они легко регенерируются (восстанавливаются) и обладают высокой стабильностью после регенерации;
- имеют низкую упругость паров при контакте с газом и поэтому потери их незначительны;
- не образуют практически пен и эмульсий с углеводородным конденсатом и довольно легко разделяются с последним в отстойниках в результате значительной разницы в плотностях.

Недостатком этих сорбентов является сравнительно высокая отпускная цена за тонну.

ДЭГ – жидкость с молекулярной массой 106,12 уг.ед., плотностью  $\rho_{20} = 1,1184 \text{ т/м}^3$ . Температура его кипения при давлении  $1,013 \cdot 10^5 \text{ Па}$  (760 мм рт. ст.) равна  $245 \text{ }^\circ\text{C}$ . Упругость паров при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  составляет лишь  $1,333 \text{ Па}$  (0,01 мм рт. ст.). Потери ДЭГ при регенерации 5–18 г на  $1000 \text{ м}^3$  газа. ТЭГ – жидкость плотностью  $\rho_{20} = 1,1254 \text{ т/м}^3$ , температурой кипения  $287,4 \text{ }^\circ\text{C}$ . Потери от испарения при регенерации ТЭГ составляют около 2 г на  $1000 \text{ м}^3$  газа.

Технологическая схема **абсорбционной осушки** газа (ДЭГ) приведена на рис. 3.47. 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.

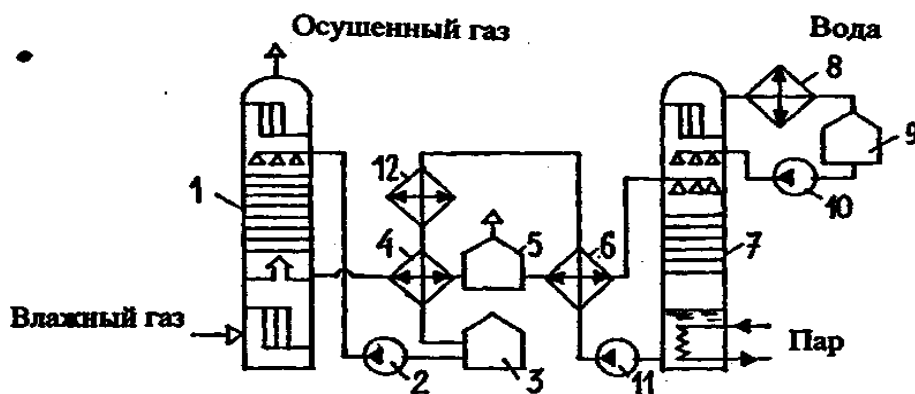


Рис. 3.47. Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции: 1 – абсорбер; 2, 10, 11 – насосы; 3, 9 – емкости; 4, 6 – теплообменники; 5 – выветриватель; 7 – десорбер; 8 – конденсатор-холодильник; 12 – холодильник

Остальная часть технологической схемы служит для восстановления абсорбента. 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 не конденсирующихся газов.

Далее раствор снова подогревается в теплообменнике 6 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 кипятивника (нижняя часть колонны), где происходит нагревание раствора до температуры 150... 160 °С и испарение воды.

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.

Технологическая схема осушки газа методом **адсорбции** приведена на рис. 3.48.

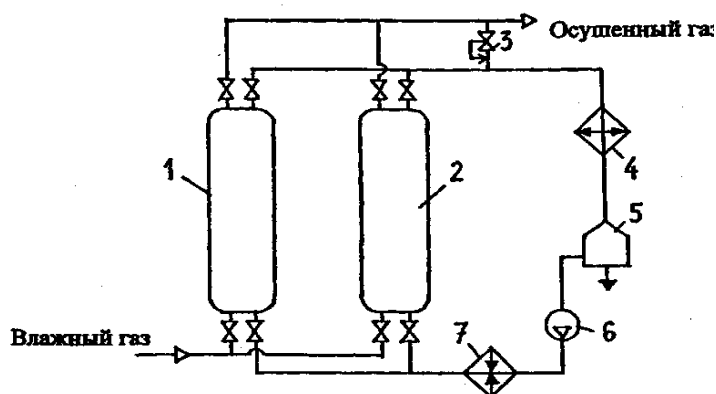


Рис. 3.48. Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции: 1, 2 – адсорберы; 3 – регулятор давления типа "после себя"; 4 – холодильник; 5 – емкость; 6 – газодувка; 7 – подогреватель газа

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 (12... 16 ч) времени. 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. Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т. д. Процесс регенерации адсорбента продолжается 6...7 ч. После этого в течение около 8 часов адсорбер остывает.

Осушку газа адсорбентами проводят, как правило, в тех случаях, когда необходимо достичь точку росы менее –30 °С. В качестве адсорбентов используют бокситы, хлористый кальций в твердом виде, цеолиты, силикагель и другие.

### 3.8.3. Очистка газа от сероводорода

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

Принципиальная схема **очистки газа от  $H_2S$  методом абсорбции** приведена на рис. 3.49. Очищаемый газ поступает в абсорбер **1** и поднимается вверх через систему тарелок. Навстречу газу движется концентрированный раствор абсорбента. Роль жидкого поглотителя в данном случае выполняют водные растворы этаноламинов: моноэтаноламина (МЭА), диэтаноламина (ДЭА) и триэтаноламина. Температура кипения при атмосферном давлении составляет соответственно МЭА  $172\text{ }^{\circ}\text{C}$ , ДЭА –  $268\text{ }^{\circ}\text{C}$ , ТЭА –  $277\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

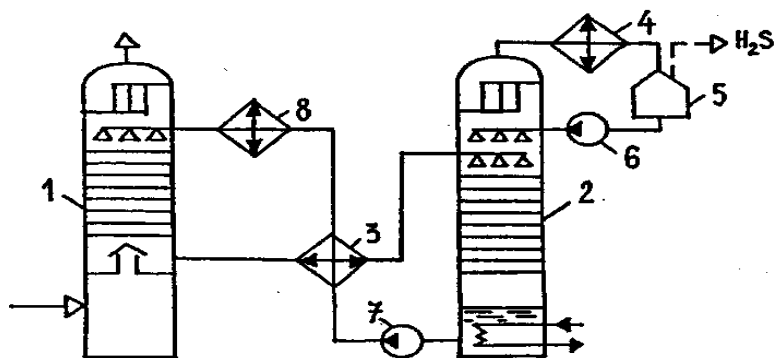


Рис. 3.49. Принципиальная схема очистки газа от сероводорода:  
1 – абсорбер; 2 – выпарная колонна (десорбер); 3 – теплообменник;  
4, 8 – холодильник; 5 – емкость-сепаратор; 6, 7 – насосы

Абсорбент вступает в химическую реакцию с сероводородом, содержащимся в газе, унося продукт реакции с собой. Очищенный газ выводится из аппарата через секцию-скруббер, в которой задерживаются капли абсорбента.,

На регенерацию абсорбент подается в выпарную колонну **2** через теплообменник **3**. В нижней части колонны он нагревается до температуры около  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

При этом происходит разложение соединения сероводорода с абсорбентом после чего  $H_2S$ , содержащий пары этаноламинов, через верх колонны поступает в холодильник **4**. В емкости **5** сконденсировавшиеся пары абсорбента отделяются от

сероводорода и насосом **6** закачиваются в выпарную колонну. Газ же направляется на переработку.

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

Из полученного сероводорода вырабатывают серу. Работа этаноламиновых газоочистных установок автоматизирована. Степень очистки газа составляет 99 % и выше. Недостатком процесса является относительно большой расход газа.

### 3.8.4. Очистка от углекислого газа

Обычно очистка газа от  $\text{CO}_2$  проводится одновременно с его очисткой от сероводорода, т.е. этаноламинами (рис. 3.49).

При высоком содержании  $\text{CO}_2$  (до 12–15 %) и незначительном содержании  $\text{H}_2\text{S}$  применяют очистку газа под давлением (рис. 3.50).

Газ, содержащий  $\text{CO}_2$  подается в реактор **1**, заполненный железными или керамическими кольцами Рашига, которые орошаются водой под давлением. Очищенный газ проходит водоотделитель **2** и затем идет по назначению. Вода, насыщенная углекислым газом, насосом **3** подается в экспансер **4** для отделения  $\text{CO}_2$  методом разбрызгивания.

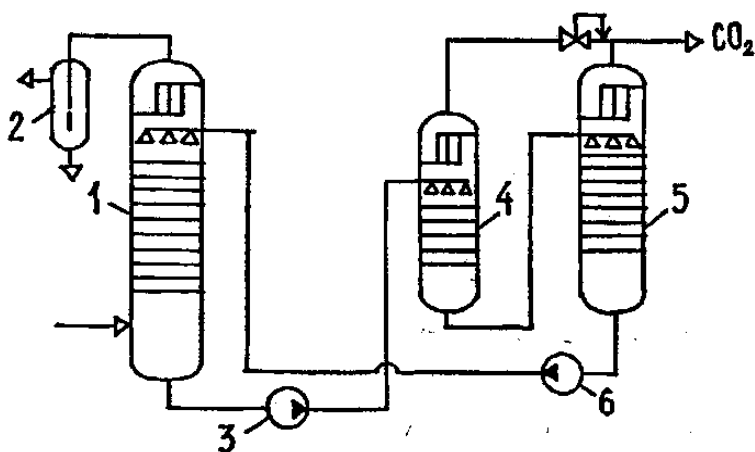


Рис. 3.50. Принципиальная схема очистки газа от двуокиси углерода водой под давлением: 1 – реактор; 2 – водоотделитель; 3, 6 – насосы; 4 – экспансер; 5 – дегазационная колонна



Для полного удаления  $\text{CO}_2$  вода подаётся в дегазационную градирню **5**, откуда насосом **6** возвращается в ёмкость **1**. Выделяемый  $\text{CO}_2$  используется для производства соды, сухого льда и других продуктов.

## **4. ПРОМЫСЛОВЫЙ ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ**

Трубопроводы системы сбора и подготовки скважинной продукции предназначены для её транспортировки от устья скважин до нефтеперекачивающих станций товарно-транспортных организаций и для подачи сточных вод от установок подготовки воды (УПВ) до нагнетательных скважин.

Общая протяженность промысловых трубопроводов достигает сотен километров только по одному промыслу.

### **4.1. Классификация трубопроводов**

Существующие классификации трубопроводного транспорта подразделяются на следующие категории.

**По назначению:**

- выкидные линии – транспортирующие продукцию скважин от устья до ГЗУ;
- нефтегазосборные коллекторы – расположены от ГЗУ до ДНС;
- нефтесборные коллекторы – расположены от ДНС до центрального пункта сбора (ЦПС);
- газосборные коллекторы – транспортирующие газ от пунктов сепарации до компрессорной станции.

**По типу укладки:**

- подземные;
- наземные;
- подвесные;
- подводные.

**По гидравлической схеме:**

- простые трубопроводы, не имеющие ответвлений;
- сложные – имеющие ответвления, переменный по длине расход, вставку трубопровода другого диаметра, параллельный участок, а также кольцевые.

**По характеру заполнения сечения:**

- трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью;
- трубопроводы с неполным заполнением сечения.

Полное заполнение сечения трубы жидкостью наблюдается для напорных трубопроводов – нефтепроводов, транспортирующих

товарную (дегазированную) нефть. Реже это наблюдается для выкидных линий.

Неполное заполнение сечения трубы жидкостью наблюдается как в напорных, так и в безнапорных трубопроводах. Нефтеборные коллекторы обычно работают с неполным заполнением сечения трубы нефтью. Верхняя часть сечения коллектора занята газом, выделившимся в процессе трубной сепарации при движении нефти.

**По величине напора:**

- высоконапорные – выше 2,5 МПа;
- средненапорные – 1,6–2,5 МПа;
- низконапорные – до 1,6 МПа;
- безнапорные (самотечные).

Самотечным называется трубопровод, перемещение жидкости в котором происходит только за счет сил тяжести. Если при этом нефть и газ движутся отдельно, то такой нефтепровод называют свободно-самотечным, а при отсутствии газовой фазы – напорно-самотечным.

## **4.2. Принципы проектирования трубопроводного транспорта нефти**

Проектирование трубопроводов на площади месторождения сводится к решению следующих задач.

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

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

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

При выполнении гидравлических расчётов должны выполняться следующие законы.

1. **Закон сохранения массы транспортируемой системы** (уравнение неразрывности). Величины плотности ( $\rho(x, t)$ ) и скорости  $\omega(x, t)$  транспортируемой системы, а также площадь  $S(x, t)$  поперечного сечения трубопровода не могут быть произвольными, поскольку их значения определяют увеличение или уменьшение массы вещества в том или ином месте трубопровода. То есть массовый расход ( $G$ ) по длине трубопровода должен быть постоянен.

2. **Закон изменения количества движения** (уравнение движение потока) выражает 2-й закон Ньютона и произведение массы единицы объёма транспортируемой жидкой системы на ускорение равно сумме всех действующих на систему сил, а именно, сил давления, сил трения, сил тяжести.

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

**В основе гидравлического описания работы участка нефтепродуктопровода, по которому осуществляется перекачка только одного нефтепродукта, лежит уравнение Бернулли, геометрическая интерпретация которого представлена на рис. 3.1:**

$$\left( \frac{P_1}{\rho g} + z_1 \right) - \left( \frac{P_2}{\rho g} + z_2 \right) = h_{1-2}, \quad (4.1)$$

где  $P_1, P_2$  – давления в 1 и 2 сечениях трубопровода;

$\rho$  – плотность транспортируемого нефтепродукта, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

$$\frac{P_i}{\rho \cdot g}$$

$\frac{P_i}{\rho \cdot g}$  – называется пьезометрический напор или статический напор, м;

$Z_1$  и  $Z_2$  – геометрический напор в сечениях (x) трубопровода, м;

$h_{1-2}$  – потери напора на 1 и 2 участках.

Каждый член уравнения (4.1) имеет размерность высоты и носит соответствующее название:

$Z_i$  – определяет высоту положения различных точек линии тока над плоскостью сравнения, геометрический напор; удельная потенциальная энергия положения.

На рисунке 4.1 представлены следующие величины:

- профиль трубопровода (жирная ломаная линия);
- линия гидравлического уклона (AB) зависимости полного напора  $[H(x)]$  от координаты  $x$  вдоль оси трубопровода (прямая линия с постоянным углом  $\alpha$  к горизонту);
- абсолютная величина наклона линии AB ( $\text{tg}\alpha$ ) к горизонту называется гидравлическим уклоном:  $-dH/dx = |\text{tg}\alpha| = i = i(Q)$ ;
- величина  $1000 \cdot I$  даёт величину падение напора в м на км пути;
- $H_{\text{ст}}(Q)$  – дифференциальный напор станции (напор, создаваемый насосами станции), который зависит от производительности трубопровода  $Q$ ;
- уравнение (4.1) записано для начального и конечного сечений трубопровода, где  $h_n$  – подпор перед станцией (напор в линии всасывания станции),  $h_k$  – конечный напор, равный  $\rightarrow h_k = P_2/\rho \cdot g$ ;

Величина  $h_{1-2}$  состоит из двух частей:

$$h_{1-2} = h_T + h_M, \quad (4.2)$$

где  $h_T$  – потеря напора за счёт преодоления сил трения по длине трубопровода  $\rightarrow$  выражает потери механической энергии за счёт сил внутреннего трения вязкой жидкости друг о друга, м;

$h_M$  – потеря напора за счёт местных сопротивлений (сужение сечения, повороты, задвижки и др.), м.

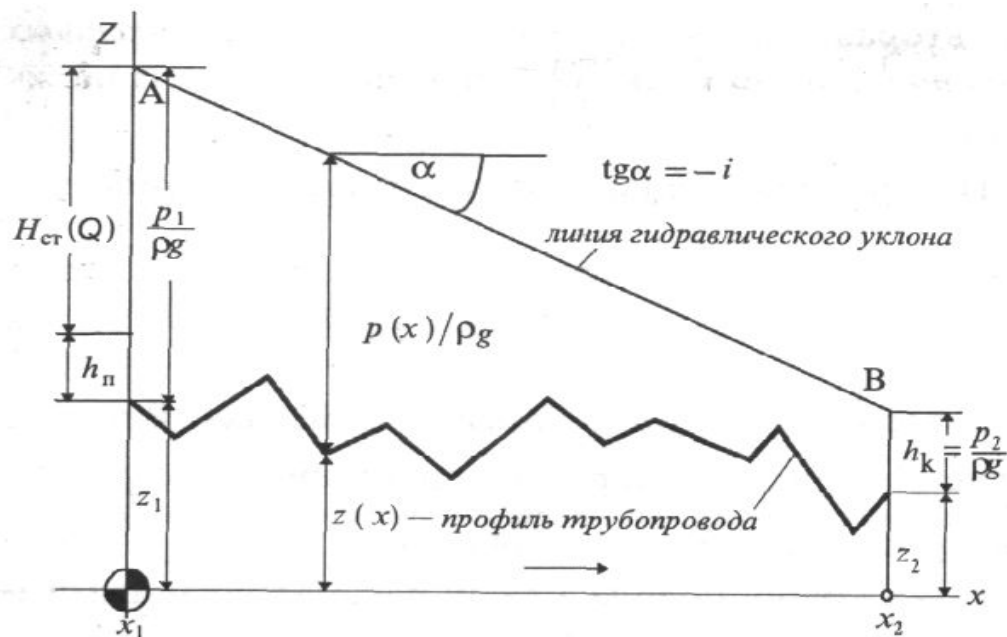


Рис. 4.1. Геометрическая интерпретация уравнения Бернулли

- Потеря давления (напора) на трение зависит от диаметра трубопровода ( $d$ ), состояния внутренней поверхности его стенок и режима движения жидкости ( $\lambda$ ), количества прокачиваемой жидкости ( $G$ ) и её физико-химических свойств ( $\rho$ ,  $\nu$ ) и определяется по формуле Дарси–Вейсбаха:

$$h_T = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g}. \quad (4.3)$$

Величина гидравлического сопротивления ( $\lambda$ ) функционально зависит от режима движения жидкости и состояния внутренней поверхности стенок трубопровода (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления

Ламинарный режим	Турбулентный режим		
Re < 2320, по ф-ле Стокса	Зона гладкого трения, по ф-ле Блазиуса	Переходная зона, смешанного трения, по ф-ле Альтшуля	Зона шероховатого трения, по ф-ле Шифрисона
$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$	$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$	$\lambda = 0,11 \left( \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$
Зона гидравлически гладких труб	Зона гидравлически шероховатых труб		

$m = 1$ $\beta = \frac{128}{\pi g}$	$m = 0,25$ $\beta = \frac{0,241}{g}$	$m = 0,125$ $\beta = 0,0185 \times \varepsilon^{0,125}$	$m = 0$ $\beta = \frac{8\lambda}{\pi^2 g}$
--	---	--	---

### 4.3. Гидравлический расчёт простых трубопроводов

При проведении гидравлического расчёта трубопроводов обычно решаются три задачи по определению:

- диаметра;
- начального давления ( $p_1$ ) при заданном конечном;
- пропускной способности ( $Q$ ).

При решении задач вводятся допущения.

- рассматривается изотермический режим течения ( $T = \text{const}$ ).
- транспортируется жидкая система, однофазная.

Основные уравнения для проведения гидродинамических расчётов включают.

#### 1. Объёмный расход жидкости:

$$Q = \omega \cdot S, \quad \frac{M^3}{c}, \quad (4.4)$$

где  $\omega$  – линейная скорость, м/с;

$S$  – площадь поперечного сечения трубы,  $m^2$ .

#### 2. Массовый расход жидкости:

$$G = Q \cdot \rho = \omega \cdot S \cdot \rho, \quad \frac{кг}{c}. \quad (4.5)$$

Для трубопроводов круглого сечения площадь поперечного сечения оценивается как  $S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 0,785 \cdot d^2$ , тогда формула (3.1)

примет вид

$$Q = 0,785 \cdot d^2 \cdot \omega. \quad (4.6)$$

3. **Уравнение неразрывности**, которое выражает закона сохранения вещества и проявляется в том, что в любой точке трубопровода массовый расход должен быть постоянным.

$$G = Q \cdot \rho = \omega_1 \cdot S_1 \cdot \rho_1 = \omega_2 \cdot S_2 \cdot \rho_2 = \text{const}, \quad \frac{кг}{c} \quad (4.7)$$

Если жидкость несжимаема, то  $\rho_1 = \rho_2$  и, следовательно, уравнение материального баланса потока:

$$Q = \omega_1 \cdot S_1 = \omega_2 \cdot S_2 = \text{const} \quad \frac{M^3}{C} \quad (4.8)$$

4. Уравнение Бернулли, которое выражает закон сохранения энергии:

$$Z_1 + \frac{p_1}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_1^2}{2 \cdot g} = Z_2 + \frac{p_2}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_2^2}{2 \cdot g} \quad (4.9)$$

где  $p_1, p_2$  – давления в сечениях 1 и 2, Па;

$\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;

$\omega_1, \omega_2$ , – средние линейные скорости в сечениях 1 и 2, м/с;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Каждый член уравнения (3.6) имеет размерность высоты и носит соответствующее название:

$Z_i$  – определяет высоту положения различных точек линии тока над плоскостью сравнения, геометрический напор; удельная потенциальная энергия положения.

$\frac{p_i}{\rho \cdot g}$ , м – называется пьезометрический напор или статический напор; удельная потенциальная энергия давления.

$\frac{\omega_i^2}{2 \cdot g}$ , м – называется динамический или скоростной напор, или удельная кинетическая энергия.

Сумма всех трех напоров определяет запас полной механической энергии потока в соответствующем сечении, отнесенной к единице силы тяжести, и называется полным напором  $H$ :

$$H_i = Z_i + \frac{p_i}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_i^2}{2 \cdot g} \quad (4.10)$$

Жидкость обладает вязкостью. В уравнении Бернулли появляется слагаемое, учитывающее потери энергии вследствие гидравлических сопротивлений на участке 1–2:

$$Z_1 + \frac{p_1}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_1^2}{2 \cdot g} = Z_2 + \frac{p_2}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_2^2}{2 \cdot g} + h_{\Pi}, \quad (4.11)$$

где  $h_{\Pi}$  – напор на преодоление путевых сопротивлений, то есть на преодоление сил трения и местных сопротивлений трубопроводов.



$$h_{\Pi} = h_T + h_M, \quad (4.12)$$

где  $h_T$  – потеря напора за счет преодоления сил трения по длине трубопровода;

$h_M$  – потеря напора за счет местных сопротивлений.

При  $Z_1 = Z_2$  и  $\omega_1 = \omega_2$  имеем:

$$h_{\Pi} = \frac{P_1 - P_2}{\rho \cdot g}, \quad \text{м} \quad (4.13)$$

$$\Delta P = \rho \cdot g \cdot h_{\Pi}, \quad \text{Па}. \quad (4.14)$$

**Определение потери напора на трение.** Потеря напора на преодоление трения ( $h_T$ ) по длине трубопровода круглого сечения при любом режиме течения определяется по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_T = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g}, \quad (4.15)$$

Из уравнения (4.11) следует, что  $\Delta P = h \cdot \rho \cdot g$ , тогда общие потери давления будут

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho, \quad (4.16)$$

Если скорость ( $\omega$ ) выразить через объемный расход и площадь сечения из уравнения (4.4), то уравнение (4.15) примет вид:

$$\omega = \frac{Q}{S}, \quad (4.17)$$

$$h_T = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{(\frac{4Q}{\pi \cdot d^2})^2}{2 \cdot g} = 0.083 \cdot \lambda \cdot \frac{l}{d^5} \cdot Q^2. \quad (4.18)$$

В наклонном трубопроводе величина потери напора на преодоление трения ( $h_T$ ) должна учитывать разность геометрических отметок:

$$h_T = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} \pm \Delta Z, \quad \text{м} \quad (4.19)$$

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho \pm \Delta Z \cdot \rho \cdot g \quad (4.20)$$

Знак (+) ставится, когда сумма участков подъёма по высоте больше суммы участков спуска, а (–) когда сумма участков подъёма по высоте меньше суммы участков спуска.

В выражении (4.20) используются параметры:

$l$  – длина трубопровода, м;

$d$  – внутренний диаметр, м;

$\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta Z$  – разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м;

$g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса ( $Re$ ) и относительной шероховатости стенки трубопровода:

$$\lambda = f(R_e, \varepsilon), \quad (4.21)$$

где  $\varepsilon$  – относительная шероховатость.

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{d}, \quad (4.22)$$

где  $\Delta$  – абсолютная эквивалентная шероховатость выбирается по таблице, мм;

$d$  – внутренний диаметр трубы, мм.

Абсолютная эквивалентная шероховатость – это такая высота шероховатости, при которой в квадратичной зоне сопротивления потери напора равны потерям напора для данной естественной шероховатости трубы.

Для ламинарного режима движения ( $Re < Re_{кр}$ ) коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от параметра Рейнольдса:

$Re_{кр} \leq 2320$ , течение нефти – ламинарное и величина гидравлического сопротивления оценивается по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (4.23)$$

Учитывая, что число Рейнольдса оценивается по формуле:

$$Re = \frac{\omega \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{\omega \cdot d}{\nu} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d \cdot \nu} \quad (4.24)$$

то подставить выражение (4.21) в (4.20) получим:

$$\lambda = \frac{64 \cdot \mu}{\omega \cdot d \cdot \rho} = \frac{64 \cdot \nu}{\omega \cdot d}. \quad (4.25)$$

В этом случае формула Дарси-Вейсбаха (4.15)  $h_T = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g}$ , принимает вид формулы Пуазейля:

$$h_T = \frac{128 \cdot l \cdot \nu \cdot Q}{\pi \cdot d^4 \cdot g}, \quad (4.26)$$

$$\Delta P = \frac{32 \cdot \mu \cdot l \cdot \omega}{d^2}. \quad (4.27)$$

Для турбулентного режима движения ( $Re > Re_{кр}$ ) различают три зоны сопротивления.

1. Если ( $R_{екк} < Re \leq 10 \cdot \frac{d}{\Delta}$ ;  $\lambda = f(Re)$ ), то течение нефти происходит в развитом турбулентном режиме, в хоне так называемых «гидравлических гладких труб» коэффициент  $\lambda$  не зависит от шероховатости и оценивается по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0.3164}{R_l^{0.25}}. \quad (4.28)$$

Формула Блазиуса, используемая при  $Re \leq 10^5$ . Здесь сопротивление шероховатых и гладких труб одинаково. В зависимости от скорости течения и вязкости жидкости одна и та же труба может быть гидравлически гладкой и гидравлически шероховатой.

2. Если ( $10 \cdot \frac{d}{\Delta} < Re \leq 500 \cdot \frac{d}{\Delta}$ ;  $\lambda = f(Re, \varepsilon)$ ), то реализуется течение нефти в зоне «смешанного трения». Коэффициент  $\lambda$  зависит от шероховатости труб и оценивается по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0.11 \cdot \left( \frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0.25} \quad (4.29)$$

3. Если ( $Re > 500 \cdot \frac{d}{\Delta}$ ;  $\lambda = f(\varepsilon)$ ), то течение нефти происходит в зоне «квадратного трения», то есть если коэффициент  $\lambda$  не зависит от скорости течения, то потери напора пропорциональны квадрату скорости течения. Коэффициент  $\lambda$  зависит от шероховатости труб и оценивается по формуле Шифринсона:

$$\lambda = 0.11 \cdot \left( \frac{\Delta}{d} \right)^{0.25} \quad (4.30)$$

Для нефтепроводов наиболее характерны режимы гладкого или смешанного трения.

**Определение потери напора на местные сопротивления.** Местными сопротивлениями называются участки трубопровода, в которых происходит резкая деформация потока (к ним относятся, в частности, все виды арматуры трубопроводов – вентили, задвижки, тройники, колена и т.д.).

Потери напора в местных сопротивлениях  $h_M$  определяются по формуле Вейсбаха, в долях скоростного напора:

$$h_M = \sum_{i=1}^n \xi_i \cdot \frac{\omega_i^2}{2 \cdot g}, \quad (4.31)$$

где  $n$  – число местных сопротивлений;

$\omega$  – средняя скорость потока за местным сопротивлением;

$\xi$  – коэффициент местного сопротивления, зависящий от его геометрической формы, состояния внутренней поверхности и  $Re$ , а для запорных устройств – от степени их открытия. При развитом турбулентном движении ( $Re > 10^4$ ), что соответствует квадратичной зоне сопротивления для местных сопротивлений,  $\xi_{KB} = \text{const}$  и определяется по справочникам.

Потери напора в местных сопротивлениях можно рассчитать по формуле Дарси–Вейсбаха через эквивалентную длину  $l_{ЭКВ}$ , понимая под ней такую длину трубопровода, для которой  $h_T = h_M$ .

$$h_{\Pi} = h_T + h_M = \lambda \cdot \frac{l_{\Pi}}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g}, \quad (4.32)$$

где  $l_{\Pi}$  – приведенная длина трубопровода

$$l_{\Pi} = l_{ФАКТ} + \sum_{i=1}^n l_{ЭКВ}. \quad (4.33)$$

Обычно зона деформации потока в районе местного сопротивления мала по сравнению с длиной труб. Поэтому в большинстве задач принимается, что потери напора в местном сопротивлении происходят как бы в одном сечении, а не на участке, имеющем некоторую длину.

Таким образом, полный перепад давления с учетом местных сопротивлений и рельефа местности определяется из формулы:

$$\Delta P = \left( \lambda \cdot \frac{l}{d} + \sum \xi_i \right) \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho \pm \Delta Z \cdot \rho \cdot g. \quad (4.34)$$

При больших длинах напорных трубопроводов удельный вес местных сопротивлений невелик и ими при расчетах пренебрегают.

При движении жидкости по трубопроводу происходит потеря давления по его длине, вызываемая гидравлическими сопротивлениями. Величина потерь давления (напора) зависит от диаметра трубопровода, состояния его внутренней поверхности (гладкая, шероховатая), количества перекачиваемой жидкости и ее физических свойств. Зависимость между путевой потерей напора и расходом жидкости, то есть  $h_{\Pi} = f(Q)$  называется гидравлической характеристикой трубопровода.

Рассмотрим пример. Найти коэффициент гидравлического сопротивления и потери напора на трение при перекачке нефти плотностью  $840 \text{ кг/м}^3$ , вязкостью  $9 \text{ сСт}$  по трубопроводу с диаметром  $0,361 \text{ м}$  ( $\Delta=0,15 \text{ мм}$ ) и протяженностью  $125 \text{ км}$  с расходом  $400 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Решение. Находим скорость перекачки по формуле (4.5) и число Рейнольдса по (4.24):

$$\omega = 4 \cdot G / S = 4 \cdot 400 / (3600 \cdot 3.14 \cdot 0.361^2) \cong 1.086 \text{ м/с},$$

$$\text{Re} = \omega \cdot d / \nu = 1.086 \cdot 0.361 / (9 \cdot 10^{-6}) \cong 43560.$$

Для вычисления коэффициента  $\lambda$  следует воспользоваться формулой Блазиуса (4.28):

$$\lambda = 0,3164 / 43560^{0,25} = 0,0219$$

После напора на трение на участке трубопровода находим по формуле (4.15) Дарси-Вейсбаха:

$$h_T = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} = 0.0219 \cdot \frac{125000}{0.316} \cdot \frac{1.086^2}{2 \cdot 9.81} = 455.8 \text{ м}$$

Если перевести полученный результат по (4.14)  $\Delta P = \rho \cdot g \cdot h_{\Pi} \approx 38,8 \text{ атм}$ .

**Графоаналитический способ решения задач.** Многие задачи по:

- определение пропускной способности трубопровода по заданным параметрам его и жидкости;
- определение минимального диаметра трубопровода по заданному напору, параметрам жидкости и трубопровода;
- решаются графоаналитическим способом.

**Графоаналитический способ решения основан** на предварительном построении графической зависимости  $h_T = f(Q)$  – гидравлической характеристики трубопровода. Алгоритм решения

задачи по определению пропускной способности трубопровода с использованием этого способа включает следующие этапы:

1. Последовательно задаемся рядом произвольных значений  $Q$ .
2. Находим соответствующие средние линейные скорости  $\omega$ .
3. Рассчитываем соответствующие параметры  $Re$ .
4. Рассчитываем соответствующие параметры  $\lambda$ .
5. Для каждого принятого значения  $Q$  находим потери напора  $h_T$ .
6. По полученным данным строим график  $h_T = f(Q)$ .
7. Отложив на оси ординат известное значение  $H$ , на оси абсцисс находят соответствующее ему искомое значение  $Q$  (рис.4.2).

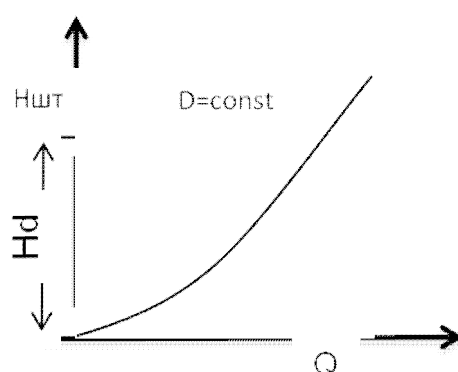


Рис. 4.2. графоаналитический метод определения пропускной способности трубопровода

Рассмотрим **пример**. Определить пропускную способность сборного коллектора, если известен начальный напор 120 м, длина коллектора 2500 м, его внутренний диаметр 110 мм, резкость геодезических отметок 9м, плотность нефти 823 кг/м<sup>3</sup>, кинематическая вязкость перекачиваемой нефти  $0,2 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с, абсолютная эквивалентная шероховатость  $\Delta=0,15$  мм.

**Решение.** 1. задаемся объемными расходами нефти ( $Q_i$ ) на участке трубопровода, м<sup>3</sup>/с:  $Q_1=0,018$ ;  $Q_2=0,016$ ;  $Q_3=0,014$ ;  $Q_4=0,012$ ;  $Q_5=0,010$ .

2. Рассчитываем линейные скорости ( $\omega_1$ , м<sup>3</sup>/с):

$$\omega_1 = \frac{Q_1}{S} = \frac{0,018}{0,785 \cdot 0,11^2} = 1,895; \quad \omega_2 = 1,684; \quad \omega_3 = 1,474; \quad \omega_4 = 1,263;$$

$$\omega_5 = 1,053$$

3. Находим значение Рельнодса ( $Re_i$ ):

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d}{\nu} = \frac{1,895 \cdot 0,11}{0,2 \cdot 10^{-10}} = 10422,5 > 2320;$$

$$Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d}{\nu} = \frac{1,684 \cdot 0,11}{0,2 \cdot 10^{-10}} = 9262 > 2320$$

$$Re_3 = \frac{\omega_3 \cdot d}{\nu} = \frac{1,474 \cdot 0,11}{0,2 \cdot 10^{-10}} = 8107,2320 ;$$

$$Re_4 = \frac{\omega_4 \cdot d}{\nu} = \frac{1,263 \cdot 0,11}{0,2 \cdot 10^{-10}} = 6946,52320 ;$$

$$Re_5 = \frac{\omega_5 \cdot d}{\nu} = \frac{1,053 \cdot 0,11}{0,2 \cdot 10^{-10}} = 5791,52320 .$$

4. Значение  $Re_{1-5} > Re_{кр}$ , то движение нефти в трубопроводе турбулентное. Находим коэффициенты гидравлического сопротивления ( $\lambda_i$ ).

Так как  $10 \frac{d}{\Delta} < Re_1 < 500 \frac{d}{\Delta}$  зона смешанного трения, то  $\lambda_1$  находим по формуле Альтшуля:

$$\lambda_1 = 0,11 \left( \frac{68}{Re_1} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = \left( \frac{68}{10422,5} + \frac{0,15}{110} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot 0,00788^{0,25} = 0,0328 .$$

Аналогично оцениваем  $\lambda_2$  и  $\lambda_3$ :  $10 \frac{d}{\Delta} < Re_2 < 500 \frac{d}{\Delta}$  зона смешанного трения, то  $\lambda_2$ :

$$\lambda_2 = 0,11 \left( \frac{68}{Re_2} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = \left( \frac{68}{9262} + \frac{0,15}{110} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot 0,0087^{0,25} = 0,0336 .$$

Для третьего значения  $10 \frac{d}{\Delta} < Re_3 < 500 \frac{d}{\Delta}$ , то  $\lambda_3$ :

$$\lambda_3 = 0,11 \left( \frac{68}{Re_3} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = \left( \frac{68}{8107} + \frac{0,15}{110} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot 0,00975^{0,25} = 0,0345$$

Число  $Re_4$  характеризует зону гидравлически гладких труб,  $Re_{кр} < Re_4 < 10 \frac{d}{\Delta}$ , то  $\lambda_4$ : находим по формуле Блазиуса:

$$\lambda_4 = \frac{0,3164}{Re_4^{0,25}} = \frac{0,3164}{6946,5^{0,25}} = 0,0346$$

Аналогично и для  $Re_5$ :  $Re_{кр} < Re_5 < 10 \frac{d}{\Delta}$  - зона гидравлически гладких труб, то  $\lambda_5 = \frac{0,3164}{Re_5^{0,25}} = \frac{0,3164}{5791,5^{0,25}} = 0,0363$ .

Определяем потери напора ( $h_T$ , м):

$$h_1 = \lambda_1 \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\omega_1^2}{2g} = 0,0328 \cdot \frac{2500}{0,11} \cdot \frac{1,895^2}{2 \cdot 9,81} = 136,44;$$

$$h_2 = 0,0336 \cdot \frac{2500}{0,11} \cdot \frac{1,684^2}{2 \cdot 9,81} = 110,38;$$

$$h_2 = 0,0345 \cdot \frac{2500}{0,11} \cdot \frac{1,474^2}{2 \cdot 9,81} = 86,83;$$

$$h_4 = 0,0346 \cdot \frac{2500}{0,11} \cdot \frac{1,263^2}{2 \cdot 9,81} = 63,93;$$

$$h_1 = 0,0363 \cdot \frac{2500}{0,11} \cdot \frac{1,053^2}{2 \cdot 9,81} = 46,62;$$

6. Строим график:  $h_T=f(Q)$  и для известного напора 120 м, определяем пропускную способность (Й) сборного коллектора (рис.4.3) равную  $0,0175 \text{ м}^3/\text{с}$ .

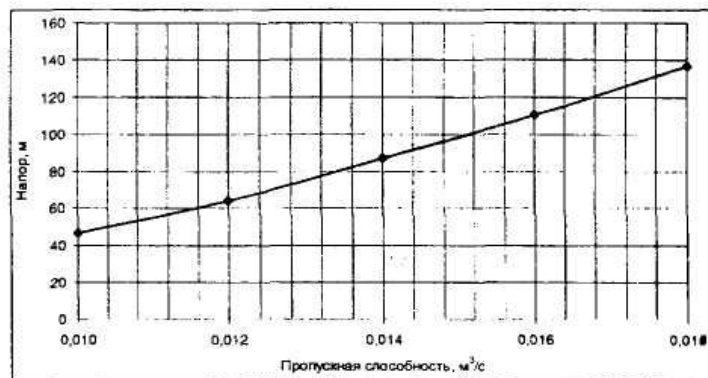


Рис. 4.3. Пропускная способность сборного коллектора.

Аналогично решается и вторая задача: задаются значения величин  $d$ , находят для них  $h_T$ , строят график:  $h_T = f(d)$  и по графику для заданной величины  $H$  находят соответствующее ему значение  $d$  трубопровода (рис.4.4).

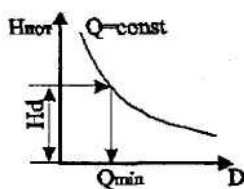


Рис. 4.4. графоаналитический метод определения диаметра трубопровода

**Потери напора на трение** в трубопроводе определяются по формуле Дарси–Вейсбаха (4.15). Разновидностью этого выражения, часто применяемой при технологических расчетах трубопроводов, является формула академика Лейбензона:

$$h_T = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} \cdot l, \quad (4.35)$$

где  $Q$  и  $\nu$  – соответственно объемный расход и кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости:

$$\beta = \left( \frac{4}{\pi} \right)^{2-m} \cdot \frac{A}{2 \cdot g}; \quad (4.36)$$

где  $\beta$ ,  $A$ ,  $m$  – коэффициенты, зависящие от режима течения жидкости.



Формула (4.45) в явной форме выражает зависимость  $h$  от  $Q$  и получается из выражения (4.15) при условии, что  $\lambda$  определяется выражением вида

$$\lambda = \frac{A}{\text{Re}^m}. \quad (4.37)$$

Формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления в зависимости от режима течения приведены в таблице 4.1.

Потеря напора на единицу длины трубопровода называется гидравлическим уклоном (рис. 4.1):

$$i = \frac{h_T}{l}. \quad (4.38)$$

Линия АВ на профиле трассы трубопровода (рис. 4.1) называется линией падения напора или линией гидравлического уклона ( $\text{tg}\alpha = -1$ ). Она показывает характер распределения напора по длине трубопровода:

$$i = \frac{H_1 - (H_2 + \Delta Z)}{l}, \quad (4.39)$$

то есть  $i = \text{const}$ .

Величина  $H_1 - (H_2 + \Delta Z) = h_T$  - характеризует потери напора на трение в трубопроводе и показывает, что разность статических напоров целиком затрачивается на преодоление гидравлических сопротивлений, возникающих при течении жидкости по трубопроводу (табл. 4.1).

Перед началом гидравлического расчета исследуется профиль трассы трубопровода для определения на нем перевальных точек и нахождения его расчетной длины. Эта длина может быть значительно меньше геометрической, а перевальная точка не обязательно является наивысшей точкой трассы. Достаточно закачать жидкость на перевальную точку, чтобы она самотеком достигла конца трубопровода.

#### 4.4. Гидравлические расчеты сложных трубопроводов

Различают четыре категории сложных трубопроводов.

I. Коллектор постоянного диаметра с распределенным по длине отбором продукции (раздаточный коллектор в резервуарах, отстойниках, сепараторах).

II. Сборный коллектор переменного диаметра с распределенным по длине поступлением продукции (система сбора скважинной продукции).

III. Коллектор с параллельным участком трубопровода (байпас на водоводах).

IV. Замкнутый коллектор (кольцевой водовод).

#### 4.4.1. Гидравлический расчет трубопровода I категории.

Для построения алгоритма расчета раздаточного коллектора введем понятие о двух расходах:

- транзитный расход жидкости ( $Q_T$ ), который поступает на участки, примыкающие к рассматриваемому (рис. 3.1);
- путевой расход жидкости ( $q_i$ ), который отбирается по длине коллектора:

Уравнение материального баланса:

$$Q = Q_T - Q_{\Pi} = Q_T - \sum_{i=1}^n q_i, \quad (4.40)$$

$q_i$  – объемные расходы жидкости в ответвлениях.

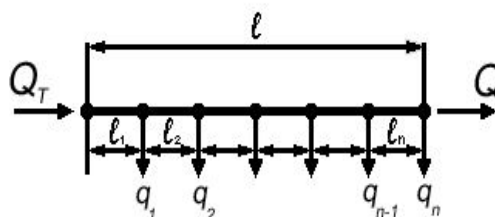


Рис. 4.5. Схема сложного трубопровода I категории

Введем условие – диаметр раздаточного коллектора одинаков на всем его протяжении. С учетом этого условия, расходы жидкости на различных участках будут разные и режимы течения нефти на каждом участке могут быть разные.

Перепад давления при расчете сложных трубопроводов можно рассчитывать и по формуле Дарси–Вейсбаха и по формуле Лейбензона:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m \cdot l}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g, \quad \text{Па} \quad (4.41)$$

Для рассматриваемого случая перепад на 1-ом участке трубопровода будет:

$$P - P_1 = \beta_1 \cdot \frac{(Q_T + Q_{\Pi})^{2-m} \cdot v^m \cdot l_1}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g$$

На втором участке:

$$P_1 - P_2 = \beta_2 \cdot \frac{(Q - q_1)^{2-m} \cdot v^m \cdot l_2}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g$$

На n-ом участке:

$$P_{n-1} - P_n = \beta_n \cdot \frac{[Q - (q_1 + q_2 + \dots + q_{n-1})]^{2-m} \cdot v^m \cdot l_n}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g$$

Общий перепад по всей длине коллектора:

$$P - P_n = \frac{v^m \cdot \rho \cdot g}{d} \cdot \left[ \sum_{i=1}^{n-1} \left( Q - \sum_{i=1}^{n-1} q_i \right)^{2-m} \cdot l_i \cdot \beta_i \right]$$

Обобщая выше перечисленные зависимости получим, что для сложного трубопровода I категории общий перепад давления равен сумме падений давления по участкам:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i . \quad (4.42)$$

Подход к решению задач данного типа заключается в представлении сложного трубопровода состоящего из нескольких участков, различающихся по величине расходов, совокупностью задач по решению нескольких простых трубопроводов. Каждый участок рассчитывается отдельно как простой трубопровод, а общий перепад давления равен сумме потерь давления по участкам. Алгоритм решения задачи на определение перепада давления:

1. Находятся скорости движения жидкости по участкам ( $\omega_i$ ).
2. Для каждого участка трубопровода определяется режим движения жидкости по  $Re$  и  $\epsilon$ .
3. Рассчитывается коэффициент гидравлического сопротивления ( $\lambda_i$ ), если расчет ведется по формуле Дарси–Вейсбаха, или выбираются по табл. 1 значения коэффициентов ( $\beta$  и  $m$ ) по табл. 4.1, если расчет ведется по формуле Лейбензона.
4. Рассчитываются перепады давления на каждом участке ( $\Delta P_i$ ).
5. Рассчитывается общий перепад давления по всей длине коллектора, как сумма перепадов на отдельных участках ( $\Delta P$ ).

#### 4.4.2. Гидравлический расчет трубопровода II категории.

Данный тип задач распространяется на сложные трубопроводы, состоящие из подобранных труб разного диаметра,

но расходы нефти по длине могут быть как постоянные, так и переменными.

**Первый вариант** трубопроводов данной категории реализует подход последовательное соединение труб разного диаметра. В этом случае расход жидкости остается постоянным по всей длине трубопровода ( $Q = \text{const}$ ), и потери напора в трубопроводе будут равны сумме потерь напора на участках;

$$h_{T \text{ общ}} = h_{T1} + h_{T2} + \dots + h_i \quad (4.43)$$

При графоаналитическом способе решение задач нахождения характеристик сложного трубопровода предварительно строятся характеристики каждого из его участков, и затем они суммируются в единую характеристику всего трубопровода (рис. 4.6).

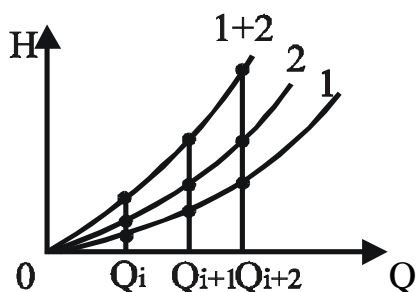


Рис. 4.6. Характеристика сложного трубопровода, состоящего из двух последовательно соединенных труб

Для этого для ряда произвольных значений  $Q_i$ , одинаковых для всех участков и трубопровода в целом, складываются соответствующие им значения  $h_i$ . Эти суммы для выбранных значений  $Q_i$  и являются потерями напора в трубопроводе, согласно выражению (4.43).

**Второй вариант** трубопроводов данной категории реализует подход, когда участки трубопровода имеют переменный диаметр. Тогда расход жидкости в сборном коллекторе будет переменный по длине расхода. Для заданных условий уравнение материального баланса объемного расхода ( $Q$ ) запишется:

$$Q = Q_T + Q_{II} = Q_T + \sum_{i=1}^n q_i \cdot \quad (4.44)$$

С учетом условий, диаметры труб по участкам разные, и на разных участках возможны различные режимы течения (рис. 4.7). Алгоритм решения задачи данного типа на определение общего перепада давления ( $\Delta P$ ) сводится к нахождению скоростей нефти на отдельных участках, затем режимов движения и коэффициентов гидравлического сопротивления.

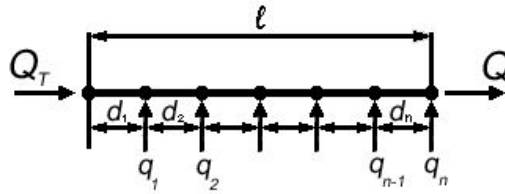


Рис. 4.7. Расчетная схема сложного трубопровода II категории

После чего все известные величины подставляют в формулу Дарси-Вейсбаха и определяют потерю давления на каждом участке в отдельности:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho. \quad (4.45)$$

Общий перепад в коллекторе находят сложением перепадов на отдельных участках по (4.42)

#### 4.4.3. Гидравлический расчет трубопровода III категории.

Данная категория рассматривает трубопроводы с параллельными участками при распределенном потоке или двоянные участки. Например, поток сырой нефти разделяется на каскад параллельно работающих отстойников или часть потока направляется на отбор легких фракций, а затем вновь поступает в коллектор. Ответвления от основного коллектора могут быть замкнутыми (рис. 4.8) и разомкнутыми.

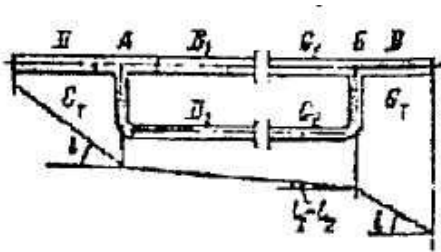


Рис. 4.8. коллектор с параллельно замкнутым участком

Для замкнутых ответвлений – лупингов (от англ. – петля) – справедливы соотношения:

расход, проходящий через весь разветвленный участок, равен сумме расходов в отдельных ветвях:

$$Q_{\text{общ}} = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n, \quad (4.46)$$

потери напора для всего разветвления и в любой его ветви равны между собой, так как разность напоров в точках А и Б (рис. 4.8) одинакова для всех ветвей:

$$h_{\text{общ}} = h_1 = h_2 = h_n = H_A - H_B, \quad (4.47)$$

где  $Q_{\text{общ}}$  и  $h_{\text{общ}}$  – соответственно расход и потери напора на всем разветвленном участке.

Гидравлическую характеристику всего разветвленного участка можно найти графоаналитическим способом (рис. 4.9). Для этого потребуется построить гидравлические характеристики для каждой из параллельных ветвей и, исходя из соотношений (4.46, 4.47), сложить абсциссы для ряда точек этих кривых.

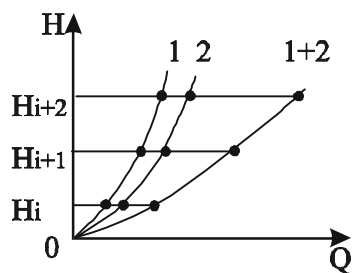


Рис. 4.9. Характеристика сложного трубопровода, имеющего замкнутое ответвление

Обычно эта категория трубопроводов используется с **целью увеличения их пропускной способности**. Для увеличения пропускной способности трубопровода можно использовать или вставку большего диаметра или лупинг. При выборе лучшего варианта проводят расчет гидравлического уклона, который характеризует потерю напора на единицу длины трубопровода:  $i = H/L$ . Лучшим будет тот вариант, где величина  $i$  будет минимальна.

Если трубопровод имеет вставку другого диаметра  $d_B$ , то гидравлический уклон в этой вставке определяется через гидравлический уклон и диаметр основной трубы:

$$i_B = i \cdot \left( \frac{d}{d_B} \right)^{5-m} \quad (4.48)$$

при этом  $Q_B = Q$ ,  $d$  – величина основного трубопровода.

Если на трубопроводе есть замкнутый параллельный участок (лупинг), диаметром  $d_L$ , то его гидравлический уклон также определяется через гидравлический уклон и диаметр основного трубопровода:

$$i_L = \frac{i}{\left[ 1 + \left( \frac{d_L}{d} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}} \quad (4.49)$$

В формулах (4.48 и 4.49) предполагается, что характер течения в основной трубе, во вставке и лупинге одинаков, то есть коэффициент  $m$  для всех участков одинаков. Если  $d_L = d$ , тогда при

ламинарном течении  $m = 1$ , величина гидравлического уклона (i) для всех параллельных участков одинаковы и оцениваются:

$$i_{\text{Л}} = 0.5 \cdot i, \quad (4.50)$$

при турбулентном режиме течения нефти, когда применим закон Блазиуса  $m = 0,25$ , то:

$$i_{\text{Л}} = 0.296 \cdot i. \quad (4.51)$$

А при других знаменаниях величины  $m$  необходимо пользоваться значениями табл. 4.1, например для  $m = 0$ :

$$i_{\text{Л}} = 0.25 \cdot i. \quad (4.52)$$

Суммарный расход на сдвоенном участке равен расходу в коллекторе (рис. 4.8):

$$Q = Q_{\text{Л}} + Q_{\text{М}}, \quad (4.53)$$

где  $Q_{\text{Л}}$  – расход в лупинге;

$Q_{\text{М}}$  – расход в основной магистрали на сдвоенном участке;

$Q$  – расход в одиночном трубопроводе.

Исходя из равенства потерь напора (или давления) на сдвоенном участке:  $\Delta P_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{М}}$  и воспользовавшись формулой Лейбензона для расчета потери давления (4.41), можно записать для основного и параллельного трубопроводов:

$$\frac{Q_{\text{Л}}^{2-m}}{d_{\text{Л}}^{5-m}} = \frac{Q_{\text{М}}^{2-m}}{d_{\text{М}}^{5-m}}$$

Сделаем преобразования:

$$\left(\frac{Q_{\text{Л}}}{Q_{\text{М}}}\right)^{2-m} = \left(\frac{d_{\text{Л}}}{d_{\text{М}}}\right)^{5-m} \quad \frac{Q_{\text{Л}}}{Q_{\text{М}}} = \left(\frac{d_{\text{Л}}}{d_{\text{М}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}} \quad Q_{\text{Л}} = Q_{\text{М}} \cdot \left(\frac{d_{\text{Л}}}{d_{\text{М}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}$$

и получим выражение для оценки общего объёмного расхода нефти:

$$Q = Q_{\text{М}} + Q_{\text{М}} \cdot \left(\frac{d_{\text{Л}}}{d_{\text{М}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}} = Q_{\text{М}} \cdot \left[1 + \left(\frac{d_{\text{Л}}}{d_{\text{М}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right],$$

Зная, что  $d_{\text{М}} = d$ , получим расходы в основной трубе на участке АВ, рис.4.8 ( $Q_{\text{М}}$ ) и лупинге ( $Q_{\text{Л}}$ ):

$$Q_M = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d_{Л}}{d}\right)^{2-m}}, \quad Q_{Л} = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d}{d_{Л}}\right)^{2-m}}, \quad (4.54)$$

Задачи выбора оптимального диаметра трубопровода всегда являются актуальными. Оценка внутреннего диаметра трубопровода круглого сечения рассчитывают по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot \omega}}. \quad (4.55)$$

Расход перекачиваемой жидкости  $Q$  обычно известен. Поэтому для расчета требуется определить только скорость жидкости  $\omega$ . Ее можно принять ориентировочно, исходя из практического опыта. Например, жидкость при движении самотеком имеет скорость  $\approx 0,1-0,5$  м/с, а в напорных трубопроводах скорость больше  $\approx 0,5-2,5$  м/с. Для выбранных скоростей рассчитывают оптимальный внутренний диаметр по (4.55), а затем подбирают трубы.

Рассчитанный таким образом диаметр трубопровода вряд ли окажется наиболее выгодным. Оптимальный диаметр может быть найден на основе технико-экономических расчетов. Очевидно, что чем больше скорость, тем меньше требуемый диаметр трубы, то есть меньше стоимость трубопровода, его монтажа и ремонта,  $K_1$ . Однако с увеличением скорости резко возрастают потери напора на трение и местные сопротивления. Это ведет к росту затрат на перемещение жидкости,  $K_2$ .

По мере увеличения диаметра трубопровода затраты  $K_1$  будут возрастать, а эксплуатационные расходы  $K_2$  уменьшатся. Если просуммировать  $K_1$  и  $K_2$ , получим общие затраты  $K$ , которые имеют минимум, соответствующий оптимальному (наиболее выгодному) диаметру трубопровода. При этом затраты  $K_1$  и  $K_2$  должны быть приведены к одному и тому же отрезку времени, например, к одному году.

Приведенные капитальные затраты для трубопровода:

$$K_1 = \frac{m \cdot C_M \cdot K_M}{n} \quad (4.56)$$

где  $m$  – масса трубопровода, т;

$C_M$  – стоимость 1 тонны труб, руб/т;



$K_M$  – коэффициент, учитывающий стоимость монтажа  $\approx 1,8$ ;

$n$  – срок эксплуатации, лет.

С учетом энергетических расходов эксплуатационные затраты состоят:

$$K_2 = 24 \cdot N \cdot n_{\text{дн}} \cdot C_{\text{Э}}, \quad \text{руб/год} \quad (4.57)$$

где  $N$  – мощность, кВт;

$n_{\text{дн}}$  – количество рабочих дней в году;

$C_{\text{Э}}$  – стоимость одного киловатт-часа энергии, руб/кВт \*ч.

#### 4.5. Расчет неизотермического движения жидкости

В условиях промысла приходится иметь дело с потоками нефти (парафиновые, высоковязкие), которые или подогреваются в различных печах, теплообменниках или их естественное тепло теряется в окружающую среду. При движении продукции скважины от забоя к устью и далее до УПН происходит постепенное понижение температуры и разгазирование сырых нефтей, транспортируемых по трубопроводу. С уменьшением температуры ( $t$ ) увеличивается вязкость нефти ( $\nu$ ) и гидравлическое сопротивление ( $\lambda$ ) при ее транспорте по трубопроводам:

$$t \downarrow \rightarrow \nu \uparrow \rightarrow Re \downarrow \rightarrow \lambda \uparrow.$$

По этой причине транспортирование нефти на месторождениях Севера лучше осуществлять в газонасыщенном состоянии, чтобы снизить их вязкость и потери от гидравлических сопротивлений. Последняя ступень сепарации в данном случае должна устанавливаться на центральном пункте сбора нефти или на НПЗ.

Знание законов распределения температуры флюидов по длине нефтепровода необходимо как для проектировщиков нефтесборной системы, так и для эксплуатационников: для правильной расстановки подогревателей и настройки режима их работы.

Для понимания закономерностей изменения температуры жидкости по длине трубопровода выделим на расстоянии  $X$  от начала трубопровода элементарный участок длиной  $dX$  и составим для него уравнение теплового баланса.

Потери теплоты от элементарного участка  $dX$  в единицу времени в окружающую среду составят:

$$dq = k(t - t_0) \cdot \pi \cdot d \cdot dX, \quad (4.58)$$

где  $\pi \cdot d \cdot dX$  – поверхность охлаждения элементарного участка, м;

$k$  – коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду.

При движении жидкости через рассматриваемый участок  $dX$  она охладится на  $dt$  °С и потеряет количество теплоты, равное:

$$d_q = -G \cdot C_p \cdot dt, \quad (4.59)$$

поскольку температура жидкости по мере удаления от начала трубопровода падает. При установившемся режиме потери теплоты жидкостью должны быть равны теплоте, отдаваемой ею в окружающую среду:

$$k(t - t_0) \cdot \pi \cdot d \cdot dX = -G \cdot C_p \cdot dt, \quad (4.60)$$

где  $k$  – коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду, Вт/(м<sup>2</sup> К);

$t$  – температура жидкости на расстоянии  $X$  от начала трубопровода;

$t_0$  – температура окружающей среды;

$d$  – внутренний диаметр трубопровода;

$G$  – массовый расход нефти, кг/с;

$C_p$  – удельная массовая теплоемкость нефти, кДж/(кг град).

При стационарном режиме изменением  $k$  по длине трубопровода можно пренебречь. Интегрируя уравнение (4.60) получаем формулу Шухова для расчета температуры в любой точке трубопровода:

$$t = t_0 + (t_H - t_0) \cdot e^{\frac{-k \cdot \pi \cdot d \cdot x}{G \cdot C_p}} \quad (4.61)$$

Которая выражает закономерность распределения температуры жидкости по длине трубопровода.

Температура в конечной точке трубопровода ( $t_k$ ) при  $X=L$  будет оценена:

$$t_k = t_0 + (t_H - t_0) \cdot e^{-Шу}, \quad (4.62)$$

где Шу – параметр Шухова:

$$Шу = \frac{k \cdot \pi \cdot d \cdot L}{G \cdot C_p} \quad (4.63)$$

Для парафиновых нефтей и случая, когда в трубопроводе охлаждается и начинается выпадение парафина, Черников В.И. предложил учитывать скрытую теплоту кристаллизации парафина и внести изменения в параметр Шухова:

$$Шу = \frac{k \cdot \pi \cdot d \cdot L}{G \cdot (C_p + \frac{k \cdot \varepsilon}{T_* - T_\varepsilon})}, \quad (4.64)$$

где  $k$  – скрытая теплота кристаллизации парафина, равная 226-230 кДж/кг;

$\varepsilon$  – относительное содержание парафина, выпадающего из нефти;

$T_*$  – температура, при которой начинается выпадение парафина;

$T_\varepsilon$  – температура, для которой известно  $\varepsilon$ .

При снижении температуры и повышении вязкости нефти увеличивается работа как на преодоление внутреннего трения, так и трения между нефтью и стенкой трубы. Лейбензон Л.С. внес поправку в формулу Шухова, учитывающую работу трения потока жидкости, превращающуюся в теплоту. С учетом поправки Лейбензона формула записывается:

$$t_K = t_0 + b + (t_H - t_0 - b) \cdot e^{Шу},$$

$$b = \frac{G \cdot i}{\pi \cdot k \cdot d}, \quad (4.65)$$

где  $i$  – средний гидравлический уклон.

Для нефти  $C_p \sim 2,09$  кДж/(кг·град), для воды  $C_p \sim 4,19$  кДж/(кг·град).

В неизотермическом трубопроводе в общем случае могут наблюдаться два режима течения: на начальном участке при сравнительно высокой температуре жидкости – турбулентный режим, а в конце – ламинарный. Температура, соответствующая переходу турбулентного режима в ламинарный, называется критической ( $t_{кр}$ ).

Критическое значение вязкости ( $\nu_{кр}$ ), при которой турбулентный режим переходит в ламинарный, определяется исходя из значения  $Re_{кр}$  :

$$\nu_{кр} = \frac{w \cdot d}{Re_{кр}} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d \cdot Re_{кр}} \quad (4.66)$$

и вычисляется по формуле Филонова П. А.:

$$v_t = v_x \cdot e^{-u(t-t_x)}, \quad (4.67)$$

где  $u$  – коэффициент крутизны вискограммы, 1/град;  
 $t$  – температура нефти, при которой требуется узнать вязкость,  
 $^{\circ}\text{C}$ ;

$t_x$  – произвольная температура, выбранная в рабочем интервале температур;

$v_x$  – кинематическая вязкость нефти при температуре  $t_x$ .

Проведем преобразования уравнения (4.67) с учетом уравнения (4.66) получим (4.68):

$$\begin{aligned} \ln v_{KP} &= \ln v_x - u(t_{KP} - t_x) \cdot \ln e \\ \ln v_{KP} &= \ln v_x - u(t_{KP} - t_x) \\ u(t_{KP} - t_x) &= \ln v_x - \ln v_{KP} \\ t_{KP} - t_x &= \frac{1}{u} \cdot \left( \ln v_x - \ln \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d \cdot \text{Re}_{KP}} \right) \\ t_{KP} &= t_x + \frac{1}{u} \cdot \ln \frac{v_x \cdot \pi \cdot d \cdot \text{Re}_{KP}}{4 \cdot Q} \end{aligned} \quad (4.68)$$

Если мы не располагаем экспериментальной кривой температурной зависимости вязкости, то для аналитического определения показателя крутизны вискограммы необходимо знать вязкость нефти ( $v_1$  и  $v_2$ ) при двух температурах ( $t_1$  и  $t_2$ ). Подставляя эти данные в уравнение (4.67) и логарифмируя его, получим:

$$\ln v_1 = \ln v_{t_0} - u \cdot t_1;$$

$$\ln v_2 = \ln v_{t_0} - u \cdot t_2;$$

вычитая второе равенство из первого, найдем:

$$u = \frac{\ln \frac{v_1}{v_2}}{t_2 - t_1} \quad (4.69)$$

Для ориентировочного определения вязкости нефтей в зависимости от их температуры и плотности можно пользоваться графическими зависимостями. Очевидно, что при  $t_{KP} \geq t_H$  в трубопроводе только ламинарный режим, а при  $t_{KP} \leq t_K$  – режим только турбулентный. При  $t_H > t_{KP} > t_K$  в трубопроводе имеют место два режима.

Длина турбулентного участка  $L_t$  определится из формулы Шухова:

$$L_T = \frac{G \cdot C_p}{\pi \cdot d \cdot k_T} \cdot \ln \frac{t_H - t_0}{t_{KP} - t_0} \quad (4.70)$$

По этой же формуле определится длина ламинарного участка, заменяя  $t_H$  на  $t_{KP}$  – в числителе и  $t_{KP}$  на  $t_K$  – в знаменателе, а также  $K_T$  на  $K_L$ . Если в трубопроводе два режима, то температура потока в конце трубопровода рассчитывается по (4.71):

$$t_K = t_0 + (t_H - t_0) \cdot e^{-\text{Шу}_L} \cdot \left( \frac{t_{KP} - t_0}{t_H - t_0} \right)^{1 - \frac{\text{Шу}_L}{\text{Шу}_T}} \quad (4.71)$$

Потерю напора на трение в неизотермическом трубопроводе определяют отдельно для ламинарного и турбулентного участков. Сумма - дает потерю напора для всего трубопровода:

$$h_T = h_T^L + h_T^T$$

Потеря напора на трение в неизотермических условиях определяется по формуле:

$$h_{T(\text{неизот})}^L = h_T^* \cdot \Delta, \quad (4.72)$$

где  $h_T^*$  – потеря напора на трение при  $t = t_H$  по всей длине соответствующего участка трубопровода;

$\Delta$  – поправочный множитель, учитывающий неизотермичность потока вследствие падения температуры как по длине потока, так и радиусу трубы.

**Рассмотрим пример.** Определить режимы движения нефти в трубопроводе (L) 8 км и внутреннем диаметром (d) 209 мм, пропускной способности (Q) 0,04 м<sup>3</sup>/с, температуре нефти в начале трубопровода ( $t_H$ ) 74 °С и необходимой в конце ( $t_K$ ) не ниже 20 °С. температура окружающей среды ( $t_0$ ) 3 °С. Тепловая изоляция отсутствует. Рассчитать температуру нефти в конце трубопровода, имея данные:  $\rho_{20} = 851$  кг/м<sup>3</sup>,  $C_p = 2,0$  кДж/(кг·К).  $t_1 = 30$  °С,  $t_2 = 40$  °С,  $v_1 = 0,65 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с,  $v_2 = 0,17 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с,  $k_T = 14,91$  Вт/(м<sup>2</sup>·К),  $k_L = 14,97$  Вт/(м<sup>2</sup>·К).

**Решение.** 1. Определяем коэффициент вистогаммы:

$$u = \frac{\ln \frac{v_1}{v_2}}{t_2 - t_1} = \frac{\ln \frac{0,65 \cdot 10^{-4}}{0,17 \cdot 10^{-4}}}{40 - 30} = 0,134$$

2. Рассчитываем критическую температуру:

$$t_{кр} = t_2 + \frac{1}{N} \cdot \ln \frac{v_2 \cdot \pi \cdot d \cdot \text{Re}_{кр}}{4 \cdot Q} = 40 + \frac{1}{0,134} \cdot \ln \frac{0,17 \cdot 10^{-4} \cdot 3,14 \cdot 209 \cdot 10^{-3} \cdot 2320}{4 \cdot 0,04} = 26,41^\circ \text{C}$$

3. Проверяем режим течения нефти – если  $t_K < t_{кр} < t_H \rightarrow 20 < 26,41 < 74$ , то в трубопроводе два режима ее течения.

4. Рассчитаем среднюю температуру потока при турбулентном движении:  $t_{п\tau} = (t_n + t_{кр})/2 = (74 + 26,41)/2 = 50,21^{\circ}\text{C}$ .

5. Рассчитаем среднюю температуру потока при ламинарном движении:  $t_{п\tau} = (t_{кр} + t_k)/2 = (26,41 + 20)/2 = 23,21^{\circ}\text{C}$ .

6. Рассчитаем плотности нефти ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ) при средних температурах потока на турбулентном и ламинарном участках:

$$\rho_{nm} = \frac{\rho_{293}}{(1 + \alpha_u \cdot (t_H - 20))} = \frac{851}{1 + 0,000594 \cdot (50,21 - 20)} = 836,0$$

$$\rho_{ла} = \frac{\rho_{293}}{(1 + \alpha_u \cdot (t_H - 20))} = \frac{851}{1 + 0,000594 \cdot (23,21 - 20)} = 849,38$$

7. рассчитываем длины (м) участков с турбулентным и ламинарном режиме движения нефти:

$$L_T = \frac{G \cdot C_p \cdot \rho_{nm}}{\pi \cdot d \cdot k_T} \cdot \ln \frac{t_n - t_0}{t_{кр} - t_0} = \frac{0,04 \cdot 836 \cdot 2000}{3,14 \cdot 0,209 \cdot 14,91} \cdot \ln \frac{74 - 3}{26,41 - 3} = 7584$$

$$L_{л} = \frac{G \cdot C_p \cdot \rho_{ла}}{\pi \cdot d \cdot k_{л}} \cdot \ln \frac{t_n - t_0}{t_{кр} - t_0} = \frac{0,04 \cdot 849,38 \cdot 2000}{3,14 \cdot 0,209 \cdot 12,97} \cdot \ln \frac{26,41 - 3}{20 - 3} = 2554$$

8. Сравним расчетные длины участков с заданной длиной трубопровода  $L_{л} + L_T = 2,554 + 7,584 = 10,138 \text{ км} > L_{тр} = 8 \text{ км}$ , то есть требуемая температура нефти в конце трубопровода может быть обеспечена без тепловой изоляции.

9. Рассчитываем температуру ( $^{\circ}\text{C}$ ) нефти в конце трубопровода:

$$t_{кон} = t_0 + \left( (t_H - t_0) \cdot \exp \left( \frac{-k_{л} \cdot \pi \cdot d \cdot L}{Q \cdot \rho_{ла} \cdot C_p} \right) \right) \cdot \left( \frac{(t_{кр} - t_0)}{(t_n - t_0)} \right)^{\left( 1 - \frac{k_{л}}{k_T} \right)} =$$

$$= 3 + \left( (74 - 3) \cdot \exp \left( \frac{-12,97 \cdot 3,14 \cdot 0,209 \cdot 8000}{0,04 \cdot 849,38 \cdot 2000} \right) \right) \cdot \left( \frac{(26,41 - 3)}{(74 - 3)} \right)^{\left( 1 - \frac{12,97}{14,91} \right)} = 25,55$$

В трубопроводе реализуется два режима течения по длине (км):  $L_T = 7,584$ ,  $L_{л} = 2,554$ , температура нефти на конце трубопровода  $25,55^{\circ}\text{C}$ .

## 5. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ГАЗА

Для сбора нефтяного газа и передачи его потребителям на площадях нефтяных месторождений сооружают систему газопроводов и компрессорные станции.

При **самотечной системе сбора нефти** с индивидуальным замерным сепарационным оборудованием газовые линии берут свое начало у сепараторов.

При **герметизированной напорной** системе нефтегазосбора начало газовых линий осуществляется после групповых замерных установок или ДНС, а иногда и УПН.

Существующие системы сбора природного газа классифицируются по:

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

**По рабочему давлению** системы сбора газа делятся на вакуумные ( $P < 0,1$  МПа), низкого давления ( $0,1 < P < 0,6$  МПа), среднего давления ( $0,6 < P < 1,6$  МПа) и высокого давления ( $P > 1,6$  МПа).

**По степени централизации** технологических объектов подготовки газа различают индивидуальные, групповые и централизованные системы сбора (рис. 5.1).

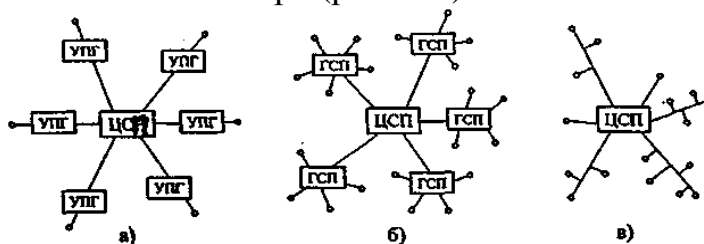


Рис. 5.1. Системы сбора газа на промыслах: а - индивидуальные; б - групповые; в - централизованные

При **индивидуальной** системе сбора (рис. 5.1 а) каждая скважина снабжена комплексом сооружений для подготовки газа (УПГ), после которого он поступает в сборный коллектор и далее на центральный сборный пункт (ЦСП). Система применяется на промыслах с большим удалением скважин друг от друга и иногда в начальный период обустройства месторождения. К недостаткам относятся: рассредоточенность оборудования по промыслу, сложности в организации контроля объектов, их обслуживания и автоматизации работы, что приводит к увеличению суммарных потерь газа.

При **групповой** системе сбора (рис. 5.2. б) весь комплекс по подготовке газа сосредоточен на групповом сборном пункте (ГСП).

ГСП подключаются к промышленному сборному коллектору, обслуживающему несколько близко расположенных скважин, до 16 и возможно более, по которому газ поступает на центральный сборный пункт и далее потребителю. Групповые системы сбора получили широкое распространение за счет увеличения мощности и коэффициента загрузки технологических аппаратов, уменьшения числа объектов контроля, обслуживания и автоматизации и снижения затрат на обустройство месторождения.

При **централизованной** системе сбора (рис. 5.2 в) газ от всех скважин по индивидуальным линиям (сборному коллектору) поступает в центральный сборный пункт (ЦСП), где осуществляется весь комплекс технологических процессов его подготовки, а затем он направляется потребителям. ЦСП осуществляет концентрацию технологического оборудования, за счет применения более высокопроизводительных аппаратов, что уменьшает затраты металла и капитальные вложения в подготовку газа.

По **конфигурации** трубопроводных коммуникаций различают коллекторные и бесколлекторные газосборные системы. В **коллекторных газосборных системах** отдельные скважины подключаются к коллекторам, а уже по ним газ поступает на ЦСП. Форма газосборного коллектора зависит от конфигурации площади промысла, его размера и размещения ГЗУ или ДНС. Название газосборной системы обычно определяется **формой** газосборного коллектора. Различают **линейные, лучевые, кольцевые** коллекторные газосборные системы (рис. 5.2).

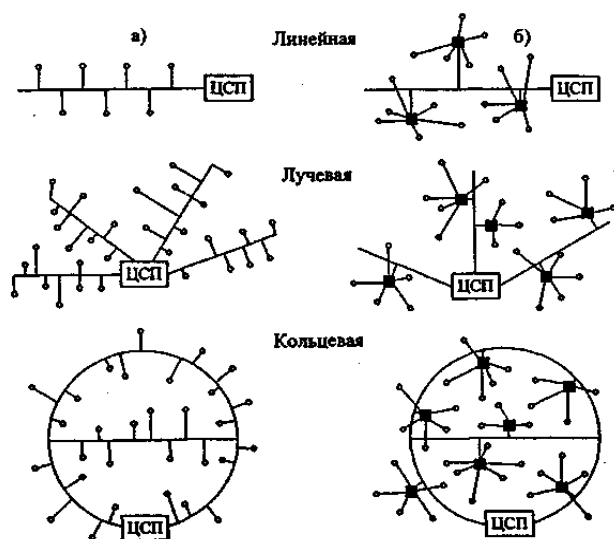


Рис. 5.2. Формы подключения скважин коллекторной газосборной сети:  
а - индивидуальные;  
б- групповые

**Линейная** газосборная сеть состоит из одного коллектора. Применяется при разработке вытянутых в плане месторождений с небольшим числом (2–3) рядов скважин. **Лучевая**



газосборная сеть состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей. **Кольцевая** газосборная сеть представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть промысла и имеющий перемычки. Кольцевая система сбора газа имеет существенное преимущество в том, что в случае аварии на каком-либо её участке можно перекрытием отключающих задвижек обеспечить бесперебойную подачу газа с остальных участков.

При бесколлекторной системе сбора газ поступает на ЦПС со скважин по индивидуальным линиям.

По назначению газопроводы (рис. 5.3) подразделяются на:

- подводящие газопроводы (1);
- сборные коллекторы (2);
- нагнетательные газопроводы (3).

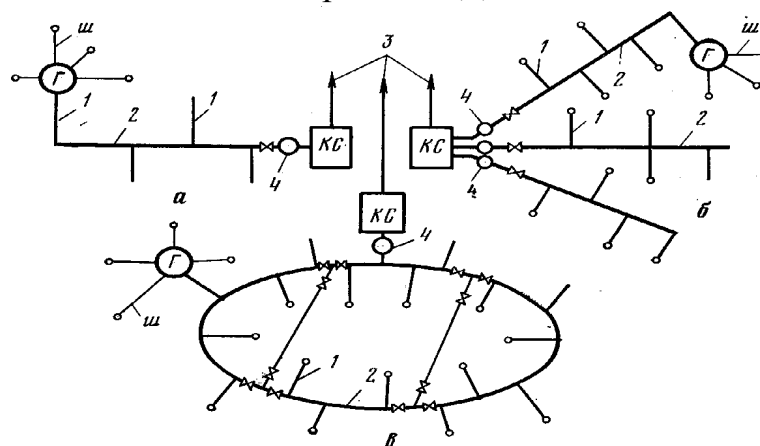


Рис. 5.3. Схема газосборных коллекторов :а - линейная; б - лучевая; в - кольцевая Г - групповая замерная установка; Ш - шлейфы или выкидные линии; 1 - подводящие газопроводы; 2 - сборные коллекторы; 3 - нагнетательные линии; 4 - сепараторы

Нагнетательные газопроводы берут свое начало у компрессорных станций (КС) и служат для:

- подачи газа в газовую шапку продуктивных пластов с целью поддержания давления и продления фонтанирования скважин;
- подачи газа через газораспределительные будки к устьям компрессорных скважин;
- подачи газа дальним потребителям;
- подачи газа на ГПЗ или газофракционирующую установку (ГФУ).

В каждом конкретном случае выбор системы сбора газа обосновывается технико-экономическим расчетом для обеспечения бесперебойности подачи газа, маневренностью системы, удобством

обслуживания газосборных сетей при минимальных расходах на их сооружение и эксплуатацию.

### 5.1. Гидравлический расчет простых газопроводов

При движении реального газа по трубопроводу происходит значительное падение давления по длине в результате преодоления гидравлических сопротивлений. Газ – сжимаемая система и для неё плотность газа будет изменяться по длине трубопровода ( $P \downarrow \rightarrow \rho \downarrow$ ).

Из условий закона сохранения массы транспортируемой системы:  $\rho \cdot v = \text{const}$  следует, что линейная скорость движения газа монотонно возрастает от начала участка к концу. Установившееся изотермическое ( $T = \text{const}$ ) движение газа в газопроводе описывается системой трех уравнений, как и в случае транспорта нефти, и включает.

1. Уравнение Бернулли, закон сохранения энергии:

$$\frac{dP}{g \cdot \rho_r} + \omega \frac{d\omega}{2 \cdot g} + dz + \lambda \cdot \frac{dx}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} = 0. \quad (5.1)$$

2. Уравнение состояния:

$$P = \rho_r \cdot R_r \cdot T \cdot z, \text{ где } \rightarrow R_r = R/M. \quad (5.2)$$

3. В основе всех гидравлических расчетов лежит теоретическая формула закона сохранения массы, выражающаяся в постоянстве массового расхода:

$$G = \rho_r \cdot \omega \cdot s = \text{const}. \quad (5.3)$$

Изотермический процесс движения газа описывается уравнением Бойля-Мариотта:

$$P/\rho = \text{const} \quad (5.4)$$

При выводе расчетной формулы вторым и третьим слагаемыми в уравнении (5.1) пренебрегают, считая, что газопровод проложен горизонтально и увеличения линейных скоростей в газопроводе не происходит. При этих допущениях уравнение (5.1) запишется в виде:

$$-\frac{dP}{g \cdot \rho_r} = \lambda \cdot \frac{dx}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} = 0. \quad (5.5)$$

Введем преобразования, выразив из (5.3) линейную скорость и подставив в (5.5), получим:

$$-\frac{dP}{g \cdot \rho_r} = \lambda \cdot \frac{dx}{d} \cdot \frac{G^2}{2 \cdot g \cdot S^2 \cdot \rho_r^2} = 0. \quad (5.6)$$

Умножив левую и правую части (5.6) на  $\rho_{\Gamma}^2$  и сократив величину  $g$ , получим:

$$\rho_{\Gamma} \cdot dP = \lambda \cdot \frac{dx}{d} \cdot \frac{G^2}{2 \cdot S^2} = 0. \quad (5.7)$$

Из (5.2) выразим величину  $\rho_{\Gamma}$  и подставим в выражение (5.7), получим:

$$-\frac{P \cdot dP}{z \cdot R_{\Gamma} \cdot T} = \lambda \cdot \frac{dx}{d} \cdot \frac{G^2}{2 \cdot S^2} = 0. \quad (5.8)$$

Проинтегрируем данное уравнение в пределах от начального давления  $P_1$  до конечного  $P_2$  в газопроводе длиной от 0 до  $L$ :

$$-\frac{1 \cdot dP}{z \cdot R_{\Gamma} \cdot T} \int_{P_1}^{P_2} P \cdot dP = \lambda \cdot \frac{G^2}{2 \cdot dS^2} \int_0^L dx = 0. \quad (5.9)$$

Подставив вместо площади величину  $S = \pi \cdot d^2/4$ , получим окончательно:

$$-\frac{P_1^2 - P_2^2}{2 \cdot z \cdot R \cdot T} = \lambda \cdot \frac{16 \cdot G^2 \cdot L}{2 \cdot d^5 \cdot \pi^2} = 0., \quad (5.10)$$

или

$$G = \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d^5}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot L}}, \text{ кг/с.} \quad (5.11)$$

Формула (5.11) является основной для расчета **массового** расхода газа по трубопроводу. В системе СИ размерности величин следующие:  $G$  – массовый расход газа, кг/с;

$d$  – внутренний диаметр газопровода, м;

$P_1, P_2$  – давление в начале и конце газопровода, соответственно, Па;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

$z$  – коэффициент сжимаемости газа;

$R$  – универсальная газовая постоянная, равная 8314 Дж/(кмоль·К);

$T$  – абсолютная температура газа, К;

$L$  – длина газопровода, м;

$\omega$  – линейная скорость газа, м/с;

$\rho_{\Gamma}$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

При проектировании и эксплуатации газопроводов понятие «массовый расход» практически никогда не используют. Вместо

него используют «объемный расход» («коммерческий»), приведенный к стандартным условиям. В технической документации слова «при стандартных условиях» и «коммерческий» опускаются как само собой разумеющиеся. На основании уравнения состояния для газа и воздуха имеем:

$$R_{\Gamma} \cdot \rho_{\Gamma} = R_{\text{В}} \cdot \rho_{\text{В}} \quad \text{или} \quad R_{\Gamma} = R_{\text{В}} \cdot \frac{\rho_{\text{В}}}{\rho_{\Gamma}} = \frac{R_{\text{В}}}{\rho}, \quad (5.12)$$

тогда **объемный расход газа** ( $Q_{\Gamma}$ ) можно выразить:

$$Q_{\Gamma} = \frac{G}{\rho_{\text{СУ}}} = \frac{G \cdot R \cdot T_{\text{СТ}}}{\rho_{\text{СТ}}} = \frac{G \cdot R_{\text{В}} \cdot T_{\text{СТ}}}{\rho_{\text{СТ}} \cdot \rho_{\Gamma}^0}, \quad (5.13)$$

где  $\rho_{\Gamma}^0 = \rho_{\Gamma} / \rho_{\text{В}}$  – относительная плотность газа по воздуху.

С учетом (5.11) для расчета величины **объемного расхода газа** имеем:

$$V_{\Gamma} = \kappa_0 \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d^5}{\lambda \cdot z \cdot \rho \cdot T \cdot L}}, \quad \kappa_0 = \frac{\pi}{4 \cdot \rho_{\text{В}}} \cdot \sqrt{R_{\text{В}}}. \quad (5.14)$$

Значения величин  $\kappa_0$  приведены в [5] и для с.у. можно принять  $\kappa_0 =$

$$3.87 \cdot 10^{-2}.$$

Значение коэффициента гидравлического сопротивления ( $\lambda$ ) определяется по универсальной (обобщенной) формуле ВНИИГаза:

$$\lambda = 0,067 \cdot \sqrt{\frac{158}{\text{Re}}} + \frac{2 \cdot \Delta}{d}. \quad (5.15)$$

В такой форме выражение (5.15) применимо для зоны смешанного трения. При гладкостенном (гидравлически гладкие трубы) режиме течения газа, когда  $158/\text{Re} \gg 2 \cdot \Delta/d$ , величина  $\lambda$ , не зависит от шероховатости внутренней поверхности трубы и рассчитывается по формуле:

$$\lambda = 0,067 \cdot \sqrt{\frac{158}{\text{Re}}} = \frac{0,1844}{\sqrt{\text{Re}}}. \quad (5.16)$$

При **квадратичном законе сопротивления**, когда  $158/\text{Re} < 2 \Delta/d$   $\lambda$  не зависит от  $\text{Re}$ , и является функцией относительной шероховатости:

$$\lambda = 0,067 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta}{d}}. \quad (5.17)$$

По данным ВНИИ газа для новых труб  $\Delta=0,03$ , тогда из (5.17) получим:

$$\lambda = 0,03817 / d^{0.2}. \quad (5.18)$$

При пользовании зависимостью (5.18) внутренний диаметр (d) трубы следует брать в мм.

Гладкостенный режим течения характерен для распределительных газопроводов малого диаметра. Граница между смешанным (переходным) и квадратичным режимами течения определяется зависимостью:

$$Re_{пер} = 11 \cdot (d/2 \cdot \Delta)^{1.5}. \quad (5.19)$$

При  $Re > Re_{пер}$  имеет место квадратичный режим течения и смешанный при  $Re < Re_{пер}$ . Число Рейнольдса для смеси газов:

$$Re_c = \frac{\omega \cdot d \cdot \rho_r}{\mu_r}, \quad (5.20)$$

где  $\omega$  – средняя по сечению трубы скорость течения газа;

$\mu_r$  – вязкость смеси газов;

$\rho_r$  – плотность смеси газов в условиях трубопровода.

Как следует из выражения (5.20), число Рейнольдса по длине газопровода остается постоянным, так как вязкость газа практически не зависит от давления:  $\mu_r = \text{const}$ . При технических расчетах местные сопротивления обычно не превышают 2-5% от потерь на трение и за расчетный коэффициент гидравлического сопротивления можно принимать:

$$\lambda = (1,02 - 1,05) \cdot \lambda_{тр}. \quad (5.21)$$

Обычно течение газа происходит при высоких скоростях, когда сопротивление определяется только шероховатостью труб (квадратичная зона). Шероховатость не зависит от диаметра трубопровода, то можно считать, что  $\lambda$  зависит только от диаметра газопровода. Одной из формул, учитывающей эту зависимость:  $\lambda = f(d)$  и получившей широкое распространение, является формула Веймаута:

$$\lambda = 0,009407 \cdot \frac{1}{\sqrt[3]{d}}, \quad (5.22)$$

которая может использоваться при ориентировочных расчетах диаметра простого газопровода и его пропускной способности.

Из формулы (5.14) можно получить выражение для определения длины (L), диаметра (d) и конечного давления ( $P_2$ ) при известном начальном давлении ( $P_1$ ):

$$P_2 = P_1^2 - \frac{\lambda \cdot \rho \cdot z \cdot T \cdot V_r^2 \cdot L \cdot 10^4}{3,87 \cdot d^5}. \quad (5.23)$$

Газ при прохождении через компрессоры нагревается и несмотря на то, что его охлаждают, он при поступлении в газопровод имеет температуру 40-60°C, существенно отличающуюся от температуры окружающей среды. **Температуру газа** (Т) на любом расстоянии от начала трубопровода можно вычислить по следующей формуле:

$$T = T_0 + (T_1 - T_0) \cdot e^{-\text{Шу}} - D_h \cdot \frac{(P_1 - P_0) \cdot (1 - e^{-\text{Шу}})}{L \cdot a} - g \cdot \frac{\Delta z \cdot (1 - e^{-\text{Шу}})}{L \cdot c_p \cdot a},$$

$$a = \frac{K \cdot \pi \cdot D}{G \cdot G_p}; \quad \text{Шу} = \frac{K \cdot \pi \cdot d \cdot L}{G \cdot G_p}. \quad (5.24)$$

где  $T_0$  – температура окружающей среды

$T_1$  – начальная температура газа;

$L$  – расстояние до рассматриваемой точки;

$D_h$  – коэффициент Джоуля–Томсона, К/МПа;

$K$  – коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду,

Вт/м<sup>2</sup>·°С;

$c_p$  – удельная массовая теплоемкость газа при постоянном давлении кДж/(кг·К);

$\text{Шу}$  – параметр Шухова.

При выводе формулы (5.24) применен **линейный закон распределения давления**. Первое слагаемое характеризует **внешний теплообмен**, второе – изменение температуры газа в зависимости от **наклона газопровода**. За счет эффекта Джоуля–Томсона температура газа может понижаться на 3-5 °С. В результате в конце перегона она может оказаться ниже температуры окружающей среды.

Для выполнения гидравлических расчетов приходится температуру газа по длине газопровода усреднять. На основе (5.24) имеем:

$$T_{\text{ср}} = \int_0^1 T \cdot dx = T_0 \cdot \left[ 1 + \frac{T_1 - T_0}{T_0} \cdot \frac{1 - e^{-\text{Шу}}}{\text{Шу}} - D_h \cdot \frac{P_1 - P_2}{T_0 \cdot \text{Шу}} \cdot \left( 1 - \frac{1 - e^{-\text{Шу}}}{\text{Шу}} \right) \right] = T_0 \cdot \Psi, \quad (5.25)$$

где  $\Psi$  – поправка на неизотермичность потока.

Если в формулы объемного расхода вместо  $T_0$  подставлять  $T_0 \cdot \Psi$ , то формулы оказываются пригодными для **неизотермических**

**потоков.** Как показывает числовой анализ, при  $Шу > 4$  величина  $\Psi \approx 1$ . В этом случае неизотермичность настолько мала, что она не оказывает влияния на пропускную способность газопровода. Температура газа по всей длине практически равна температуре окружающей среды. При  $Шу < 4$  влияние неизотермичности существенное. В этом случае  $\Psi > 1$  и при прочих равных условиях пропускная способность газопровода уменьшается. Предельное снижение пропускной способности при  $Шу = 0$  на 8-10 %.

Когда эффект Джоуля-Томсона не учитывается ( $D_h=0$ ), и считается, что газопровод горизонтальный ( $\Delta Z=0$ ), из этого уравнения непосредственно следуют известные зависимости **Шухова** для расчета температуры газа в трубопроводе. При расчете по формуле Шухова температура газа никогда не может быть ниже температуры окружающей среды (грунта).

При отсутствии внешнего теплообмена между газом и грунтом, то есть в условиях идеальной теплоизоляции газопровода, температура транспортируемого газа изменяется за счёт эффекта Джоуля-Томсона и изменения наклона газопровода.

Коэффициент теплопередачи ( $K$ ) от газа в окружающую среду зависит от условий прокладки трубопровода (подземные, надземные, подводные и пр.) и теплофизических характеристик окружения. Теплофизические характеристики измеряют по трассе предполагаемого к строительству газопровода. Когда отсутствуют данные непосредственных измерений величины  $\lambda$ , для практических расчетов можно воспользоваться обобщенными зависимостями, полученными путем построения вероятностных связей методом регрессионного анализа, например, при подземной прокладке для:

**песка**  $10^3 \cdot \lg \lambda_{тр} = -134,2 + 23,89 \cdot W - 2,389 \cdot T + 442,98 \cdot \rho - 0,2762 \cdot W^2$ ;

**суглинка**  $10^3 \cdot \lg \lambda_{тр} = -711,4 + 8,25 \cdot W + 2,48 \cdot T - 17,2 \cdot \rho$ ;

**смешанного грунта**  $10^3 \cdot \lg \lambda_{тр} = -920,27 + 13,9 \cdot W + 2,36 \cdot T + 18,6 \cdot \rho - 0,36W^2$ .

где  $\lambda_{тр}$  – коэффициент теплопроводности, Вт/(мК);

$W$  – влажность, %;

$\rho$  – плотность грунта, т/м<sup>3</sup>;

$T$  – температура грунта, К.

Расчетное значение коэффициента теплопередачи можно определить по формуле:

$$K = \bar{K} \cdot \left( \frac{700}{d} \right)^{0.9}, \quad (5.26)$$

где  $d$  – внутренний диаметр трубопровода, мм;

$\bar{K}$  – базовый коэффициент теплопередачи для трубопровода диаметром 700 мм.

Для ориентировочных расчетов можно взять для сухого песка  $\bar{K}=1,16$  Вт/м<sup>2</sup>·К, для очень влажного песка  $\bar{K}=3,5$  Вт/м<sup>2</sup>·К, для сырой глины  $\bar{K}=1,6$  Вт/м<sup>2</sup>·К. Приближенное среднее значение  $\bar{K}=1,75$  Вт/м<sup>2</sup>·К.

Коэффициент теплопередачи для надземного газопровода:

$$K = \frac{4270}{T_s^2 \cdot d^{0,2}} \cdot \left[ 1 + 3,5 \cdot 10^{-3} \cdot T_s - 273,15 \right] \cdot \left[ V_B \cdot (T_s + 123,6) \right]^{0,8}, \quad (5.27)$$

где  $T_s$  – средняя по длине участка газопровода температура окружающей среды (воздуха) в расчетный период;

$V_B$  – скорость ветра для расчетного периода.

Теплофизические характеристики перекачиваемых газов в тепловых расчетах можно принимать постоянными:  $C_p \equiv 2000$  Дж/(кгК).

Для негоризонтального (рельефного) газопровода необходимо учитывать число наклонных участков, соответственно геодезические отметки конца и начала каждого наклонного участка длиной ( $L_i$ ).

**Изменения давления газа** по длине газопровода в любой точке на расстоянии  $X$  от его начала можно оценить преобразовав массовые расходы (5.11) до т.  $X$  и от т.  $X$  с учетом постоянного расхода по длине:

$$\frac{P_1^2 - P_x^2}{X} = \frac{P_x^2 - P_2^2}{L - X}, = P_x \cdot \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2) \cdot \frac{X}{L}}. \quad (5.28)$$

Линия, описываемая уравнениями (5.28) является параболой (рис.5.4). Градиент увеличивается по длине газопровода:

$$\frac{P_1^2 - P_x^2}{X} \text{ и } \frac{P_x^2 - P_2^2}{L - X}. \quad (5.29)$$

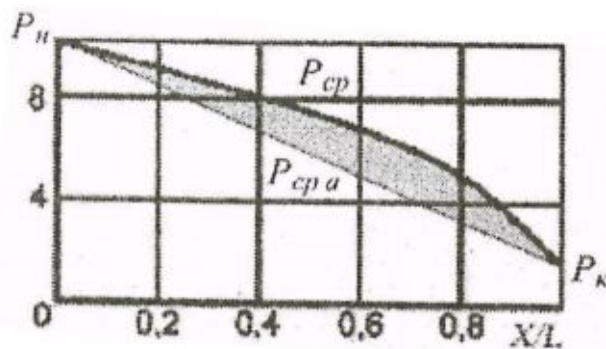




Рис. 5.4. Изменение давления по длине газопровода

В начале газопровода, когда давление высокое, плотность газа большая, а удельный объем газа ( $V=RT/P$ ) мал и скорость движения газа небольшая. Потери давления в газопровode незначительны, то есть градиенты давления малы. По мере удаления газа от начала трубопровода давление падает, удельный объем газа увеличивается, что приводит к увеличению его скорости движения.

Так как потери на трение пропорциональны квадрату скорости, то увеличение скорости движения газа приводит к интенсивному падению давления на конечных участках перегонов между компрессорными станциями и, соответственно, росту потерь давления на трение, пропорциональных квадрату скорости (уравнение Дарси-Вейсбаха). Так как в газопроводах закон падения давления по длине имеет нелинейный характер, то среднее давление ( $P_{cp}$ ) определяется как среднеинтегральное

значение (рис. 5.4):

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left( P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right). \quad (5.30)$$

Иногда вместо  $P_{cp}$  применяют среднеарифметическое давление ( $P_{cpa}$ ) которое меньше  $P_{cp}$  на величину, пропорциональную заштрихованной площади (рис. 5.4).

## 5.2. Расчет сложного газопровода

Сборный коллектор газа большой протяженности (рис. 5.3) представляет собой сложный газопровод. К нему подключены несколько газовых линий, которые идут от групповых замерных установок.

В зависимости от количества проходящего по ним газа определяют диаметры отдельных участков газопровода.

Подход к расчету сложных газопроводов состоит в разбиении сложной газопроводной системы на отдельные элементарные участки, к каждому из которых можно применить расчетные зависимости для простых газопроводов. Потеря давления на всем протяжении газопровода будет равна сумме потерь давлений на всех участках. Тогда давление в конечной точке газопровода можно определить по формуле:

$$P_K = \sqrt{P_H^2 - \frac{Q_1^2 \cdot L_1 + Q_2^2 \cdot L_2 + \dots + Q_B^2 \cdot L_B}{K^2 \cdot d_K^{533}}}, \quad (5.31)$$

где  $P_K, P_H$  – соответственно конечное и начальное давления, н/м<sup>2</sup>;  $Q_H$  – расходы газа на отдельных участках, млн. м<sup>3</sup>/сут;  
 $L_H$  – длины отдельных участков, м;

$$0,0343/ = \sqrt{\rho_r^0 \cdot T \cdot z}$$

$K$  – коэффициент, равный;;

$n$  – число участков;

$d_K$  – диаметр конечного участка.

При этом пользуются понятиями “эквивалентный газопровод”, “эквивалентный расход”, “коэффициент расхода” и др.

Простой газопровод будет **эквивалентен** сложной газопроводной системе, если у него и у системы будут одинаковы все параметры перекачки: расходы, давления в начале и в конце, температуры, теплофизические характеристики перекачиваемого газа. То есть, при различии в геометрических размерах потери на трение в эквивалентном газопроводе будут такими же, что и в сложном.

**Эквивалентным расходом** пользуются для расчета газопровода с переменным расходом по длине. Эквивалентный расход – это такой усредненный и постоянный по длине расход, при котором будут такие же потери на трение, что при изменяющемся расходе по длине.

**Коэффициент расхода** – это отношение расходов проектируемого газопровода к расходу эталонного простого газопровода. С помощью этого коэффициента расхода можно любую газопроводную сложную систему привести по пропускной способности к одному эталонному газопроводу и этим самым упростить расчет. К ним относятся: однопиточные газопроводы с участками различного диаметра, простые параллельные газопроводы и с перемычками, газопроводы постоянного (переменного диаметра с путевыми отборами (подкачками) газа ( $q_i$ ) и др.

## **6. ПРОМЫСЛОВЫЕ ОСЛОЖНЯЮЩИЕ ПРОЦЕССЫ**

В работе промысла встречаются различные процессы: отложения асфальтенов, смол, парафинов, неорганических солей (см.гл.3), образование пробок твердых гидратов, коррозионные разрушения и прочие, приводящие к существенным осложнениям.

### **6.1. Отложения парафинов**

Высшие алкановые УВ состава  $C_{17} - C_n$  являются твёрдыми при н.у. и с.у. и называются парафинами. Твердые парафины, присутствуют практически в каждой нефти. Их содержание может колебаться от следов до 20–28 %. Параметр «содержание парафинов» определяется всегда для характеристики нефтяных систем. Его величина влияет на технологии добычи, сбора, подготовки, промышленного транспорта и может быть решающим фактором в выборе технологий подготовки нефти.

Исследования и наблюдения, проведенные на большом числе промыслов, 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,  $\approx 0,4$  %.

Отложение парафина в добывающем оборудовании, аппаратах подготовки и трубопроводах приводит к:

- увеличению стойкости водонефтяных эмульсий, для разрушения которых приходится подбирать технологии с применением более высоких температур, увеличивать расход ДЭ;
- снижению пропускной способности трубопроводов, возрастанию гидравлических сопротивлений.

#### **6.1.1. Факторы процесса образования парафиновых отложений**

В силу многопараметрической взаимосвязи формирования и выпадения твердого парафина до сих пор не выявлены зависимости, позволяющие регулировать этот процесс. Качественные закономерности, влияющие на процессы образования и роста парафиновых отложений, определяются:

- природой системы - нефти парафинового основания;
- содержанием и составом гибридных углеводородов, соотношением в их структуре фрагментов УВ различной

породы, например с увеличением содержания алкановых цепей в гибридных соединениях вероятность образования плотных и прочных парафиновых отложений увеличивается, а в случае преобладания ареновых колец уменьшается;

- количеством гетероатомных соединений, например, чем меньше серы до 1,4 %, тем выше содержание парафинов;
- содержанием асфальтенов, смол, аренов, их цикличностью, полярностью и склонностью к образованию плотных, рыхлых, вязких парафиновых отложений;

**Компонентный состав нефти** играет основополагающую роль в формировании парафиновых отложений. От него зависит растворяющая способность нефти по отношению к парафину. В нефтях парафинового основания содержание твёрдого парафина значительно. Нефти, в составе которых преобладают соединения метанового ряда даже при малом содержании высокомолекулярных соединений образуют плотные отложения парафина. 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.

**Способность** нефти, содержащей больше легких фракций при одинаковых температурных условиях, растворять парафины выше, чем у тяжелых нефтей. Она влияет в основном на температуру массовой кристаллизации парафина, понижая её. Нефти с высоким содержанием УВ нафтенового и ароматического рядов менее склонны к формированию прочных парафиновых отложений.

В целом на процесс формирования и накопления парафиновых отложений (**структурообразование** парафина) и его **агрегативную устойчивость** влияют содержания смол и асфальтенов. основного строительного материала твёрдой фазы.

Образование плотных, трудноудаляемых с металлической поверхности парафиновых отложений происходит только при наличии и нефти **асфальтенов и смол (САВ)**. Асфальтены нефти обладают дифильностью, парамагнитными свойствами. В зависимости от природы поверхности материала труб и промышленного оборудования, они способны определённым образом ориентироваться и взаимодействовать с ней, формируя при этом асфальто-смолистую подложку для отложения парафинов. Подложка имеет развитую шероховатость и играет роль фундамента

для формирования и роста парафиновых отложений. При малом содержании САВ 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 отложений** на поверхности противоречивый в силу сложности самих нефтяных систем. Тронов В. П. считает, что кристаллы парафина, образовавшиеся в объёме нефти, в формировании отложений практически не участвуют.

Другие исследователи выдвигают предположение, что отложения образуются вследствие движения, как молекул, так и взвешенных в нефти частиц-микрочастиц (см. гл. 2) парафина в направлении, перпендикулярном к направлению течения нефти, за счёт боковой когезии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твёрдых отложений происходит их кристаллизация и выделение из раствора.

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:

$$dM = -D_m \cdot \left( \frac{dC}{dn} \right) \cdot dS, \quad (6.1)$$

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 парафиновых образований. Если температура стенки трубы ниже температуры кристаллизации парафина, в потоке нефти будут 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 парафина с поверхностями обладают материалы с высокой полярностью, имеющие гидрофильную природу. Самая низкая интенсивность запарафинивания у стекла, фторопласта, самая высокая у полиэтилена.

Высокая степень отложения парафина на поверхности полиэтилена объясняется подобием **его строения и предельных УВ**, к которым относятся представители нефтяных парафинов.

**Гидрофильные** материалы, к которым относятся поверхности всех марок сталей, хорошо сопротивляются формированию парафиновых отложений. **Шероховатости** различного рода 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 парафина небольшой толщины, скорость накопления отложений парафина 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 будут проходить при меньших скоростях потока нефти.

Появление в нефти **песка или других механических примесей** существенного влияния на степень парафинизации оборудования не оказывают.

**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 (рис. 6.1) возрастает с увеличением давления.

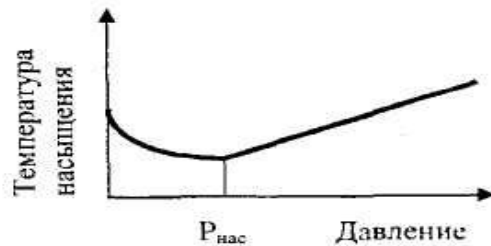


Рис. 6.1. Зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления

**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.

Особенности процесса выпадения парафина в Западной Сибири определяются природой нефтей и залежей (табл. 6.1). Многие нефти Западной Сибири имеют природу парафиновую - парафинового основания. С увеличением содержания в нефти парафина повышается температура насыщения её парафином. Сибирские нефти имеют высокую температуру насыщения нефти парафином ~ 48-50 °С. и высокую температуру плавления парафина, выпадающего из нефтей.

### 6.1.2. Состав парафиновых отложений

**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 ГАС. Характерной особенностью отложений является неравномерное распределение парафина в их массе по сечению слоя.

Таблица 6.1  
Геолого-физические характеристики месторождений  
Западной Сибири

Показатели	Значения параметров	
	Минимальные	Максимальные
Глубина залегания продуктивных горизонтов, м	1490	3100
Пластовое давление, МПа	15,2	29,6
Пластовая температура, °С	50	92
Давление насыщения, МПа	6,0	15,5
Удельный газовый фактор пластовой нефти, м <sup>3</sup> /т	35	1430
Плотность пластовой нефти, кг/см <sup>3</sup>	600,0	850,0
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	0,3	7,5
Температура застывания нефти, °С	-35	+7
Массовое содержание в нефти, %:		
Парафина	0,2	11,8



Смол	0,1	14,7
Асфальтенов	0,1	8,5
Температура насыщения парафином, °С	5	50
Температура плавления парафина, °С	41	68

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 УВ: 10–75;
- асфальтены 2–5;
- смолы 11–30;
- связанная нефть до 60;
- механические примеси 1–5.

Наряду с твердыми углеводородами метанового ряда в нефтях присутствуют гибридные УВ, способные к кристаллизации – церезины.

**Церезины** – это высокоплавкие углеводороды, по составу и свойствам значительно отличаются от парафинов.

Температура **плавления** парафинов 45–54°С, церезинов 65–88 °С.

Температура **кипения** парафинов не более 550 °С, церезинов выше 600 °С. Парафины легко кристаллизуются в виде пластинок и пластинчатых лент; церезины имеют мелкоигольчатую структуру и кристаллизуются с трудом. Церезины обладают большей химической активностью. При анализах нефтей обычно оценивают общее содержание твердых парафиновых углеводородов, не разделяя их на парафины и церезины. Распределение составов парафиновых УВ нефти (рис.6.2.) и состав АСПО некоторых скважин (табл. 6.2) Северо–Варьеганского месторождения представлены ниже.

Температура плавления парафина, выпадающего из нефтей залежей Западной Сибири, высокая. Гомологический **состав парафина** Северо-Варьеганского месторождения представлен на рис. 4.2.

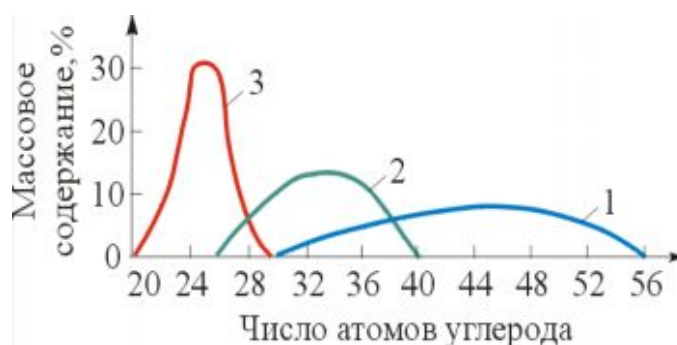


Рис. 6.2. Распределение составов парафиновых УВ северо-варьеганской нефти: 1 – церезины; 2 – парафины из отложений; 3 – парафины в нефти

Таблица 6.2

Состав асфальто-смолисто-парафиновых отложений

Компоненты	Массовые доли компонентов по скважинам, %			
	649	499	864	880
Смолы	2,33	1,55	3,53	2,47
Асфальтены	2,19	3,96	5,9	2,3
Парафин	23,82	26,54	56,29	30,7
Церезины	5,0	11,0	34,0	25,0

Содержание церезинов в составе АСПО может быть преобладающим. Например, в одной из добывающих скважин Южно-Сургутского месторождения (АО Юганскнефтегаз) 70,5 % массы отобранного осадка составляли церезины.

Вынос из пласта большого количества **глинистых материалов** может интенсифицировать процесс выделения парафина, поскольку они обладают гидрофильными свойствами и могут выполнять роль **центров кристаллизации** парафинов. Иногда в составе АСПО присутствует их большое количество, что свидетельствует о значительном числе твердых частиц породы, выносимых из пласта.

### 6.1.3. Температурный режим промысловых трубопроводов

**Температурный градиент** является определяющим на процесс 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 запарафинирования сокращается. Другими словами, чем раньше наступит температурная стабилизация потока, тем меньше участок запарафинирования.

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

**В нефтесборных коллекторах** температурные потери значительно ниже, чем в **выкидных линиях**. Вследствие небольшого содержания свободного газа после 1 ступени сепарации поток в коллекторах по структуре приближается к однофазному состоянию. Проведенные на месторождениях Западной Сибири экспериментальные исследования температурных режимов нефтесборных коллекторов показывают, что полный коэффициент теплопередачи от нефтегазовых смесей в окружающий трубопровод грунт составляет около  $2 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$ .

То есть, **основные температурные потери** в системе промыслового сбора нефти происходят до 1 ступени сепарации, то есть на участках «скважина - установка 1 ступени сепарации». Обычно длины участков от трубопроводного замерного устройства (ТЗУ) до нефтесборного коллектора сравнительно небольшие. Температурный режим нефтесборных коллекторов зависит от температуры нефти на установках 1 ступени сепарации и их производительности.

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. С другой стороны, увеличение скорости потока приведёт к улучшению температурного режима трубопроводов:

- при охлаждении потока (режим турбулентного движения) интенсивность теплоотдачи потока ниже, чем при нагревании потока;
- теплоотдача зависит еще и от температурного напора, а, следовательно, и от тепловой нагрузки поверхности нагрева, с увеличением температурного напора теплоотдача при нагревании жидкости возрастает, а при охлаждении - убывает.

Все эти доводы указывают на то, что выгоднее применять выкидные линии **меньшего диаметра**. Однако уменьшение диаметра выкидных линий может привести к увеличению **гидравлических сопротивлений** и увеличению интенсивности отложений парафина.

Интенсивность процесса парафинизации зависит от сезонных колебаний температур. Температурный перепад влияет на характер парафинизации оборудования резче в трубопроводах, подверженных сезонным температурным колебаниям. Поскольку все исследованные выкидные линии были проложены по поверхности земли, температурные перепады в зимний период достигали довольно больших величин, что отразилось на увеличении интенсивности их запарафинивания.

В целом большему температурному перепаду соответствует большая интенсивность запарафинивания оборудования. Длина и толщина отложившегося слоя парафина находятся в прямой зависимости от производительности скважины.

#### 6.1.4. Методы борьбы с отложениями парафинов

Прогрессивные методы борьбы с отложениями парафина считаются химические, действие которых направлены на:

- **удаление** АСПО отложений с помощью органических растворителей и водных растворов различных композиций ПАВ;
- предотвращение отложения парафина применением химпродуктов, **ингибирующих** процесс формирования АСПО.

С учётом вышеописанных факторов данного процесса методы борьбы разрушения системы взаимодействующих фаз "нефть-парафин-поверхность" должны учитывать её физико-механические свойства:

- растворимость парафина в нефти;
- особенности структуры и прочности парафиновых отложений;
- энергию взаимодействия кристаллов парафина, взвешенных в объёме нефти, друг с другом и поверхностью оборудования;
- энергии межмолекулярных связей между кристаллами парафина и поверхностью, на которой они возникают.

Любая группа подходов к борьбе с отложениями парафина может оказаться перспективной, если она основана на использовании таких свойств взаимодействующих фаз, на которые легко воздействовать в необходимом направлении современными техническими средствами.

Проблему борьбы с отложениями парафина можно решить на высоком уровне, учитывая свойства четвертой группы. Это достигается путём использования защитных покрытий, имеющих низкую сцепляемость с нефтяными асфальтенами и парафинами или путём добавления в нефть химических **присадок**, придающих аналогичные свойства поверхностям.

На практике применяются методы, которые дополняют друг друга.

Так, до применения ингибиторов необходимо тщательно подготовить скважину, очистить от АСПО НКТ, арматуру, выкидные пинии с помощью растворителей-удалителей. После подготовки скважины применяют ингибиторы для предотвращения АСПО. Выбор химических реагентов, удаляющих или предупреждающих отложения, производится на основе экспериментальных исследований, исходя из состава нефти, её высокомолекулярной части, 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 не только твёрдых УВ, но и асфальто-смолистых веществ;
- **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 **ликвидации** отложений парафина является использование **растворителей**, объёмы которых определяются количеством парафина, его составом и растворимостью. Растворимость парафина (К, кг/кг) зависит от его температур плавления ( $t_{пл}$ ), растворения ( $t_{рп}$ ), кипения растворителя ( $t_{кр}$ ) и описывается соотношением:

$$\ln K = -0,133 \cdot (t_{пл} - t_{рп}) - 0,00586 \cdot t_{кр} + 7,4673, \quad (6.2)$$

В основе технологии применения реагентов-удалителей лежит диспергирующее, моющее, эмульгирующее, деэмульгирующее, пенообразующее действие, водный раствор которых используют при температуре плавления АСПО, периодически обрабатывая НП 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. (табл. 6.3).

Таблица 6.3  
Виды применяемых растворителей парафиновых отложений

Растворитель	Растворяющая способность, % масс.
Легкая смола пиролиза	78
Газовый бензин	82
Бензольная фракция	80
Кубовый остаток производства	46

бутанолов	
Нефрас–П–150/330	64
Адсорбент А–1	52

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 м<sup>3</sup> растворителя.

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

Особых ограничений для применения методов удаления АСПО нет. Однако при использовании такого комплексного подхода необходима осторожность. Интенсивное удаление отложений может вызвать их срыв и вызвать образование парафиновых пробок в трубопроводе.

Объекты целесообразно обрабатывать в два-три этапа: вначале с помощью легких УВ растворителей при обычных температурах, а затем для более полного удаления АСПО при повышенных, 60-70<sup>0</sup>С.

**Предотвращение** процесса отложения парафина осуществляется разнообразными композициями химических веществ (ингибиторами), существенно различающимися по механизму воздействия на АСПО:

- адгезионного, смачивающего, гидрофилизирующего действия;
- модифицирующего, депрессорного действия;
- моющего, многофазного детергентного действия.

Композиции ПАВ влияют на природу поверхности оборудования и диспергируют смолисто-парафиновые составляющие отложений. При постоянной дозировке их в скважину на поверхности труб создается гидрофильная пленка из полимерного ВМ полярного адсорбента, препятствующая формированию на ней отложений. Адсорбент играет роль смазки

для слабополярной парафиной составляющей нефти, что обеспечивает сокращение отложений на поверхности оборудования.

Одновременно такой реагент оказывает действие на твердую фазу, диспергируя смолисто-парафиновые вещества, 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 оборудование реагентом.

**Модификаторы** влияют на кристаллическую структуру парафинов в процессе их фазового перехода. В результате образуются недоразвитые дендритные кристаллы парафина, структурно несоединённые друг с другом. 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 образование структур с плотной упаковкой.

Ингибиторы **моющего** типа оказывают следующие влияния:

- они растворяются в нефти непосредственно или через контакт фаз "вода-ингибитор-нефть";
- алкановые блоки или ПАВ внедряются в парафиновые отложения в момент фазового перехода в твёрдое состояние и скристаллизуются с ними;
- их гидрофильные блоки концентрируются на поверхности раздела фаз в воде или в нефти;
- ингибиторы прочно адсорбируются на металле и легко смываются потоком пластовой воды или нефти;
- полярные анионные и катионные группы ПАВ воздействуют на зарождение, рост кристаллов, величину дисперсии частиц АСПО;
- двигаясь с потоком продукции скважин, ингибиторы поддерживают парафиновые отложения в мелкодисперсном состоянии, обеспечивая этим 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.

Основное требование успешного применения реагентов - это их подача в поток сырой нефти до момента начала кристаллизации парафина. На практике предотвращающее воздействие осуществляют комплексно, объединяя:

- добычу нефти в устойчивом турбулентном режиме;
- поддержание пластового давления выше давления начала дегазации;
- подогрев нефти;
- теплоизоляцию трубопроводов;
- повышение растворяющей способности нефти за счёт использования нефтяных растворителей;
- эффективные покрытия;
- электромагнитное поле или ультразвук;
- ингибиторы парафиновых отложений.

Каждый способ предотвращения отложений парафина в условиях промысла нефти имеет свою область эффективного применения. Выбор способа во многом не зависит от геолого-физических (табл. 6.1), гидродинамических и термодинамических условий добычи нефти, а зависит 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. Все вышеописанные способы борьбы с отложениями парафина при умелом их применении позволяют эффективно бороться с отложениями парафина.

## 6.2. Коррозионные разрушения

Термин "**коррозия**" происходит от латинского слова "corrode", что означает "пожирать", "изгладывать". Наиболее известной формой коррозии являются ржавление железа и стали. Аналогичные процессы протекают и с другими металлами, а также с неметаллическими материалами.

**Коррозия** - процесс разрушения металла (Me) в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды. Механизмы коррозии в разных условиях различны, и различны разрушения поверхности металла по внешнему виду (рис. 6.3), среди которых выделяют:

- **равномерная (общая)** распределяется по поверхности металла равномерно: ржавление железа, потускнение серебра;
- **местная (локальная)**, сосредоточенная на отдельных участках поверхности;
- **межкристаллитная** характеризуется разрушением металла по границам зёрен металла (кристаллитов), процесс протекает быстро, глубоко и вызывает катастрофическое разрушение
- **избирательная** направлена на растворение одного или нескольких Me сплава, что приводит к его пористости и хрупкости при со хранения внешне первоначальной формы;
- **коррозионное растрескивание** происходит, если металл подвергается постоянному растягивающему напряжению в коррозионной среде, которое может быть вызвано абсорбцией водорода, образовавшегося в процессе коррозии.

Местная коррозия бывает в виде:

- **пятен** - поражение распространяется сравнительно неглубоко и занимает относительно большие участки поверхности;
- **язв** - глубокие поражения локализуются на небольших участках поверхности;
- **точек (питтинговая)** - размеры разрушений меньше язвенных разъеданий.

В зависимости от вида коррозии её скорость оценивают по-разному. Скорость сплошной равномерной коррозии измеряется в  $[г/м^2]$ . Её определяют по потере металла за единицу времени с единицы поверхности и выражают числом граммов металла, разрушенного в течение года на площади  $1 м^2$ . Скорость язвенной, точечной, межкристаллитной коррозии характеризует увеличение глубины коррозионного повреждения в единицу времени, мм/год. Показателем скорости структурно-избирательной коррозии является изменение прочности металла в единицу времени.

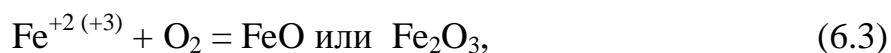
По типу разрушений различают коррозию:

- наружную - атмосферная и почвенная;
- внутреннюю.

По механизму протекания процесс коррозии разделяется на:

- химическую;
- электрохимическую.

**Химическая коррозия протекает** в средах, которые не проводят электрический ток и протекает под влиянием прямого химического воздействия среды на металл – **атмосферная коррозия**. В результате прямого окисления металла кислородом воздуха:



или при взаимодействии с агрессивной средой: кислой или щёлочной, что приводит к образованию сплошных плёнок на его поверхности. Разрушительное действие атмосферной коррозии невелико и легко устраняется путём нанесения на поверхность лаков, масляных красок и другие.

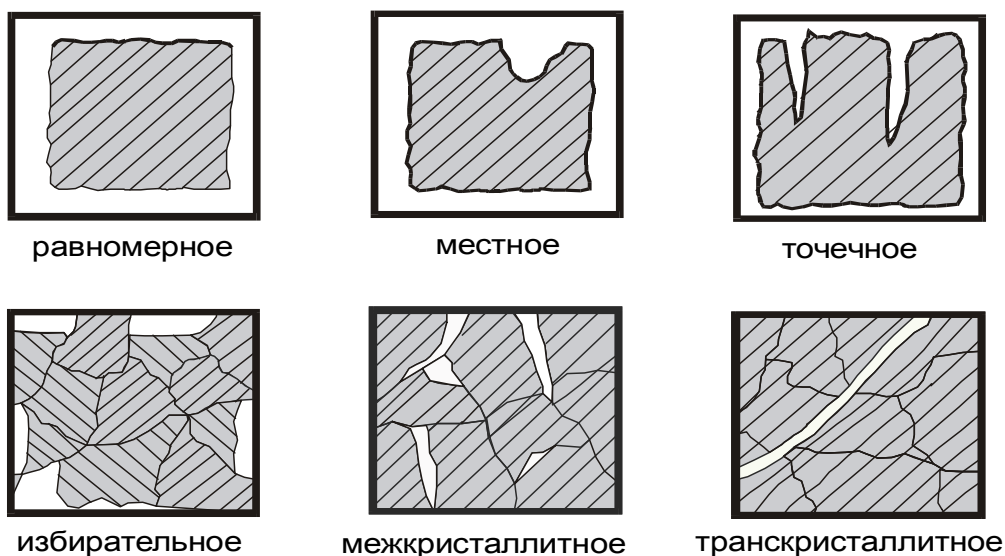


Рис. 6.3. Виды коррозионных разрушений

Почвенные и внутренние коррозионные разрушения происходят за счёт окислительно-восстановительных гетерогенных процессов, происходящие на поверхности раздела фаз.

Коррозия сталей в водных средах происходит вследствие протекания электрохимических реакций, реакций сопровождающихся протеканием электрического тока между отдельными участками поверхности.

### 6.2.1. Теоретические основы процесса электрохимической коррозии

**Электрохимическая коррозия** возникает в результате работы множества макро- и микрогальванопар в металле.

Строение металла характеризуется кристаллической решеткой, в узлах которой находятся атомы металла с ослабленными внутренними связями ядра с внешними валентными (полусвободными) электронами. Перенос зарядов (электрический ток) в металле осуществляется полусвободными электронами. При

обычных условиях полусвободные электроны не могут выйти за пределы атома. Но при затрате дополнительной энергии: нагревании, воздействии электрического поля, освещении, можно создать условия для их направленного движения.

Молекула воды имеет направленное силовое поле. В результате взаимодействия металла с электролитом (вода, водный раствор каких-либо солей) происходит разрушение металла. При соприкосновении с водой поверхностные атомы твердого тела подвергаются воздействию силового поля воды.

Количественная активность  $Me$  в электрохимических процессах оценивается величиной стандартного электродного потенциала ( $E^\circ$ ). Элементы по величине  $E^\circ$  располагаются в ряд напряжений, который и характеризует их активность. Чем меньше отрицательна величина  $E^\circ$  у металла, тем сильнее выражена у него восстановительная активность. По величине  $E^\circ$  элементы располагаются в ряд:

Li, Rb, K, Ba, Sr, Ca, Mg, Al, Be, Mn, Zn, Cr, Ga, Fe, Cd, In, Tl, Co, Ni, Sn, Pb, H, Sb, Bi, As, Cu, Hg, Ag, Pd, Pt, Au. Каждый металл, не разлагающий воду, вытесняет из водных растворов солей все другие металлы, расположенные правее его в ряду напряжений. Металлы, расположенные в ряду напряжений левее водорода, вытесняют его из кислот.

Стали, представляют собой сплавы металлов - твёрдые растворы, для которых всегда характерно:

- вкрапление неоднородных по составу металлов;
- соприкосновение двух разнородных металлов;
- деформации металлов;
- наличие в металле примесей;
- наличие участков с различным кристаллическим строением;
- образование пор в окисной пленке;
- наличие участков с различной механической нагрузкой;
- наличие участков с неравномерным доступом активных компонентов внешней среды: газов, воздуха и активных жидкостей с металлом.

Неоднородности различных видов и являются причинами возникновения гальванических пар на поверхности сталей. Для возникновения и протекания процесса коррозии необходимо:

- наличие двух участков металлов с различными потенциалами в растворе данного электролита: анодные и катодные участки;
- контакт обоих металлов с электролитом;

- соединение обоих участков проводником, которые и создают возможность образования гальванических элементов.

**Анодом** является металл с более высоким отрицательным потенциалом, катодом является металл с меньшим потенциалом.

Между ними возникает электрический ток. Процесс коррозии можно представить следующим образом. **На аноде** происходит реакция окисления:



На анодных участках атомы железа переходят в раствор в виде гидратированных катионов  $\text{Fe}^{2+}$ , что приводит к анодному **растворению** металла, и процесс коррозии распространяется вглубь металла.

Оставшиеся свободные электроны перемещаются по металлу к катодным участкам. **На катоде** происходит реакция восстановления:



Происходит разряд ионов водорода или ионизация молекул кислорода с образованием гидроксильных ионов в зависимости от величины pH среды. При  $\text{pH} < 4,3$  происходит разряд всегда присутствующих в воде ионов водорода и образование атомов водорода с последующим образованием молекулярного водорода:



При  $\text{pH} > 4,3$  доминирует взаимодействие электронов с кислородом, растворенным в воде:



Катионы  $\text{Fe}^{2+}$  и ионы  $\text{OH}^-$  взаимодействуют с образованием закиси железа:



Если в воде достаточно свободного кислорода, закись железа может окислиться до гидрата окиси железа, который выпадает в виде осадка:



В результате протекания электрического тока анод разрушается: частицы металла в виде ионов  $\text{Fe}^{2+}$  переходят в воду или эмульсионный поток. При разрушении анода в трубе образуются свищи, каверны и другие повреждения.

## 6.2.2. Факторы коррозионного разрушения

**Влияние реакции водной среды и температуры.** Зависимости интенсивности протекания коррозии от величины рН и температуры воды проиллюстрирована на рис. 6.4. Анализируя которые можно выделить 3 области интенсивного протекания коррозии от величины рН водной среды:

- $\text{pH} < 4,3$  (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 практически прекращается при значении равном 13.

На катоде протекают реакция:

- в первой области – разряд ионов водорода и образование молекулярного водорода (реакции 6.5, 6.6);
- во второй и третьей областях идут реакции образования ионов гидроксила  $\text{OH}^-$  (реакция 6.7).

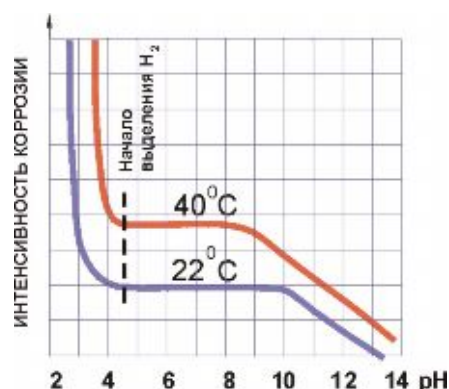


Рис. 6.4. Зависимости интенсивности коррозии от величины рН и температуры воды

**Повышение температуры** за счёт увеличения скорости движения ионов ускоряет анодные, катодные процессы и скорость коррозии.

**Содержание кислорода** растворенного в воде более активного фактора, влияющего на протекание процесса коррозии, приводит к перераспределению значимости вышерассмотренных факторов и изменит рассмотренные выше зависимости (рис. 6.4). Как было отмечено коррозия интенсивна в кислой среде ( $\text{pH} < 4$ ) и практически прекращает свое действие при величине  $\text{pH} > 4,3$  в отсутствии в воде растворенного кислорода (рис. 6.5, кривая 4). В противном случае коррозия железа будет идти и в кислой, и в щелочной среде (рис. 6.5, кривые 1–3).

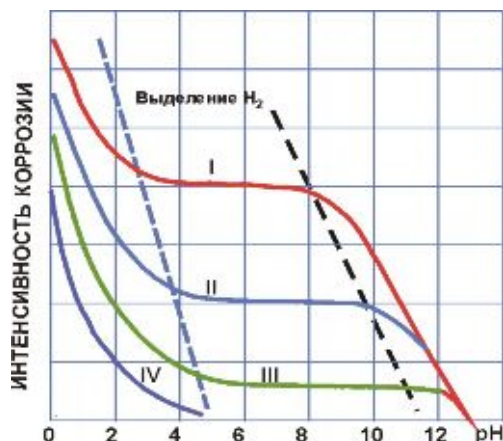


Рис. 6.5. Влияние кислорода на интенсивность коррозии

**Парциальное давление  $\text{CO}_2$**  оказывает огромное влияние на разрушение металла коррозией. Промысловые воды содержат значительное количество свободной углекислоты ( $\text{CO}_2$ ). При одинаковых величинах pH процесс коррозии в углекислотной среде протекает более интенсивно, чем в растворах сильных кислот.

На основании исследований установлено, что системы с  $P_{\text{CO}_2} \leq 0,02$  МПа считаются коррозионно-неопасными, при  $0,2 \geq P_{\text{CO}_2} > 0,02$  — возможны средние скорости коррозии, а при  $P_{\text{CO}_2} > 0,2$  МПа — среда является высококоррозионной.

Объяснение влияния  $\text{CO}_2$  на коррозионную активность среды связано с формами нахождения  $\text{CO}_2$  в водных растворах:

- растворенный газ  $\text{CO}_2$ ;
- недиссоциированные молекулы  $\text{H}_2\text{CO}_3$ ;
- бикарбонат ионы  $\text{HCO}_3^-$ ;
- карбонат-ионы  $\text{CO}_3^{2-}$ .

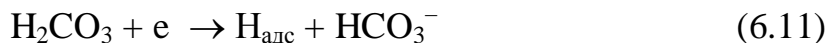
В равновесных условиях соблюдается баланс между всеми формами:



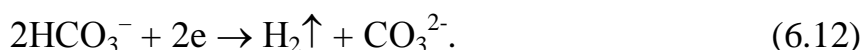
Влияние  $\text{CO}_2$  можно объяснить двумя причинами:

- присутствию  $\text{CO}_2$  приводит к увеличению выделения водорода на катоде.
- происходит образование карбонатно-оксидных пленок на поверхности металла.

Молекулы  $\text{H}_2\text{CO}_3$  непосредственно участвуют в катодном процессе:



и катодному восстановлению подвергается бикарбонат-ион:



$\text{H}_2\text{CO}_3$  играет роль буфера и поставляет ионы водорода  $\text{H}^+$  по мере их расходования в катодной реакции:



При взаимодействии  $\text{Fe}^{2+}$  с  $\text{HCO}_3^-$  или  $\text{H}_2\text{CO}_3$  образуется осадок карбоната железа ( $\text{FeCO}_3$ ):



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.

Таким образом, можно выделить две характерные особенности действия диоксида углерода:

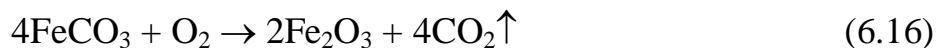
- увеличение выделения водорода на катоде;
- образование карбонатно-оксидных пленок на поверхности металла.

**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:

- уменьшению растворимости газов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$  и др.) в воде;
- возрастанию вязкости воды и затруднению диффузионного подвода кислорода к поверхности  $\text{Me}$  (к катодным участкам, реакция 6.7), что сказывается на уменьшении скорости коррозии.

Повышение давления увеличивает растворимость  $\text{CO}_2$  и увеличивает процесс гидролиза солей то есть оказывает косвенное влияние.

**Тип воды.** Хлоркальциевый тип воды также оказывает влияние на процесс коррозии. Ионы хлора обладают высокой адсорбционной способностью по отношению к  $\text{Me}$  и способны их активировать. Хлор-ионы вытесняют пассиваторы (окисные пленки) с поверхности металла, способствуют растворению их и облегчают переход ионов металла в раствор.





Большое влияние ионы хлора оказывают на растворение железа, хрома, никеля, алюминия и других Me.

**Структурная форма потока.** Выделяют семь основных **структурных форм** двухфазного (многофазного) **потока** (рис. 6.6): пузырьковая, пробковая, расслоенная, волновая, снарядная, кольцевая и дисперсная. Каждая форма влияет на характер коррозионного процесса.

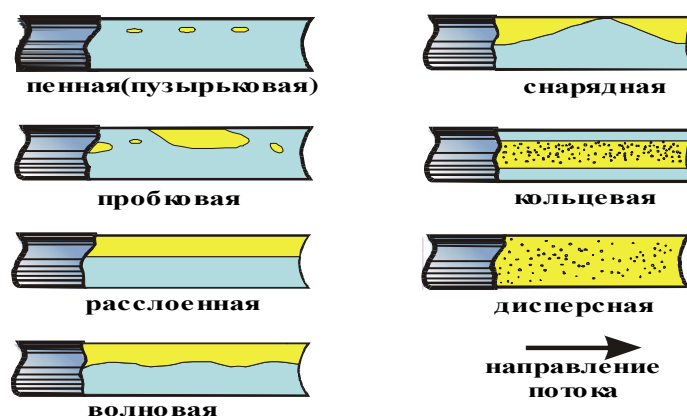


Рис. 6.6. Структуры газожидкостных потоков в горизонтальных трубах

Относительные скорости течения фаз газа и жидкости в газожидкостных смесях (ГЖС) в сочетании с их физическими свойствами: плотностью, вязкостью, поверхностным натяжением и др., размерами и положением в пространстве трубопровода определяют формирующиеся в них структуры потоков.

Вопрос о связи коррозионных процессов в трубопроводах со структурами потоков интересен, но корреляционные зависимости, пригодные для инженерной практики, отсутствуют.

На сегодняшнее время 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.

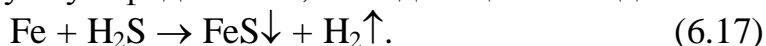
Таким образом, коррозионную активность воды характеризуют природа, количество растворенных солей, величина рН, тип воды, содержание кислых газов.

Степень влияния этих факторов зависит от температуры, давления, структуры потока.

**Биокоррозия** – коррозия, вызванная жизнедеятельностью микроорганизмов, которые вырабатывают вещества, ускоряющие

коррозионные процессы. В промышленных условиях наиболее распространены **сульфат-восстанавливающие** анаэробные бактерии (восстанавливают сульфаты до сульфидов), 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  $H_2S$  изменяется **смачиваемость** поверхности металла, поверхность 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 Fe, которое играет роль анода.

### 6.2.3. Защита трубопроводов от коррозии

Ежегодно в России в нефтепромысловых условиях происходит около 50—70 тыс. аварий трубопроводного транспорта, 90 % из которых являются следствием коррозионных повреждений. Из общего числа аварий на долю систем нефтесбора приходится 50-55 % и 30-35 % на долю коммуникаций (водоводов) поддержания пластового давления.

По опыту работы промыслов имеются данные, что 42 % труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17 % даже двухлетней. На ежегодную замену промысловых сетей расходуется 7-8 тыс. км труб, что составляет 400-500 тыс. тонн стали.

Добиться повышения надежности и снижения аварийности промысловых 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, пластмассовые, рассчитанные на разные давления:

- малые давления до 1,0 МПа, которые изготавливают из полиэтилена низкого давления, полипропилена, поливинилхлорида, полибутена, акрилонитрилбутадиона;
- давление 4,0-6,0 МПа и выше, которые изготавливают из композитных материалов: стеклопластиковые, бипластмассовые, 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, в качестве водоводов любой агрессивности (ГОСТ 18599-83).

Однако для транспорта нефти, нефтяных эмульсий, газового конденсата по напорным трубопроводам трубы из полиэтилена мало пригодны, вследствие эффекта набухаемости этого материала. С увеличением концентрации сорбированной нефти снижается прочность полиэтилена. Например, при увеличении концентрации нефти в полиэтилене до 5 % его прочность снижается на 10%. По отношению к нефти они обладают малой прочностью.

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	до 600 мг/л;
углекислый газ	до 1200 м/л;
высокоминерализованные растворы;	
активные ионы хлора (Cl <sup>-</sup> );	
свободный кислород.	

Срок службы **стальных** трубопроводов в этих условиях не превышал 1 года, а срок промышленной наработки использования **гибких** труб в АО «Самаранефтегаз» составил свыше 15 лет. Гибкие трубы рассчитаны на траншейную прокладку и прокладку по поверхности земли. Техническая характеристика гибких труб для

выкидных линий нефтяных скважин, водоводов пластовых сточных вод и технологических трубопроводов приведена в табл. 6.4. Трубы выпускаются внутренним диаметром 50, 75 и 100 мм на рабочее давление до 20 МПа, массой не более 12 кг, максимальная длина секции до 350 м.

Таблица 6.4  
Техническая характеристика гибких труб «Росфлекс»

Показатели	Внутренний диаметр, мм											
	50				75				100			150*
Рабочее давление, МПа	4	10	15	20	4	10	15	20*	4	10	15	20*
Наружный диаметр, мм	82	85	86	88	100	110	113	115	130	133	135	138
Масса 1 м, кг	6,0	7,5	7,8	8,0	8,0	9,5	10	10,5	10,5	12,0	12,5	16,0
Длина секции, м, не более	350				220				150			100
Тип соединения	Фланцевый или сварной											
*Готовится производство												

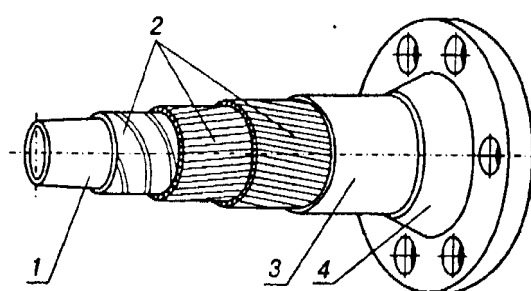


Рис. 6.7. Конструкция гибкой трубы

Гибкие трубы (рис. 6.7) состоят из внутренней полимерной камеры **1**, армирующих двух слоев **2**, наружной полимерной оболочки **3** и концевых соединений **4**.

Гибкие трубы работают в различных климатических условиях при температуре окружающей среды от  $-45$  до  $+50$  °С, в Западной Сибири, республики Коми, на о. Сахалин. Гибкие водоводы и выкидные линии работают также в Казахстане, на полуострове Мангышлак и в Азербайджане на морских месторождениях.

**Химическая защита трубопроводов** объединяет методы с применением ингибиторов коррозии. Ингибиторы тормозят процесс коррозионного зарождения трещин на поверхности металла и являются эффективным методом защиты. Многие ингибиторы способны проникать в вершину зародившейся трещины и сдерживать её развитие. Важно правильно подобрать ингибитор. Он должен существенно замедлять протекание равномерной и локальной коррозии и эффективно подавлять зарождение и развитие коррозионно-усталостных трещин. Основой для выбора ингибитора является механизм протекания коррозионного Разрушения.

**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 (см. гл. 3).

**Защита трубопроводов от электрохимической коррозии.** Подземные трубы подвергаются 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, которые осуществляются 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 металл. 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. 6.5). Принцип действия протекторной защиты аналогичен работе гальванического элемента (рис. 6.8).

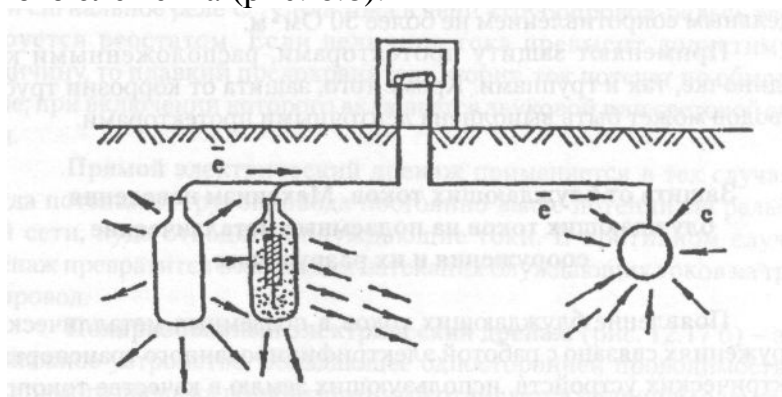


Рис. 6.8. Принципиальная схема протекторной защиты

Два электрода: трубопровод **1** и протектор **2**, изготовленный из более электроотрицательного металла, чем сталь опущены в почвенный электролит и соединены проводником **3**. Так как материал протектора является более электроотрицательным, то под действием разности потенциалов происходит направленное движение электронов от протектора к трубопроводу по проводнику **3**. Одновременно ион-атомы материала протектора переходят в раствор, что приводит к его разрушению. Сила тока при этом контролируется с помощью контрольно-измерительной колонки **4**.

Таблица 6.5

Физико-химическая характеристика материалов для изготовления протекторов

Показатели	Металлы		
	Mg	Zn	Al
Равновесный электродный потенциал ( $E^\circ$ ), В	-2,34	-0,76	-1,67

Токоотдача, А-ч/кг	2200	820	2980
Коэффициент использования. %	50	90	85

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 Ом·м, а протяженными не более 500 Ом·м.

При **катодной защите** с помощью источника постоянного тока, катодной станции (рис. 6.9) создают разность потенциалов между трубопроводом и размещенными рядом с трубопроводом куском металла так, что на трубопровод подается отрицательный заряд, а на металл, который будет растворяться – положительный. 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.

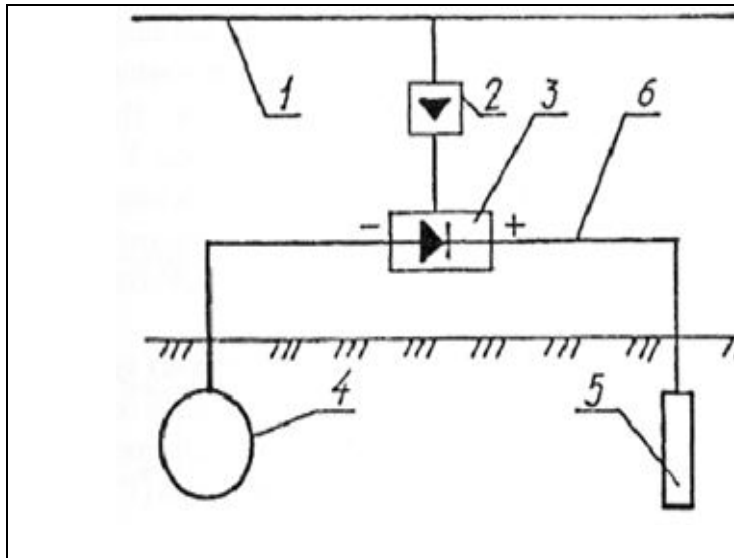


Рис. 6.9. Принципиальная схема катодной защиты: 1 – ЛЭП; 2 – трансформаторный пункт; 3 – станция катодной защиты; 4 – защищаемый трубопровод; 5 – анодное заземление; 6 – кабель

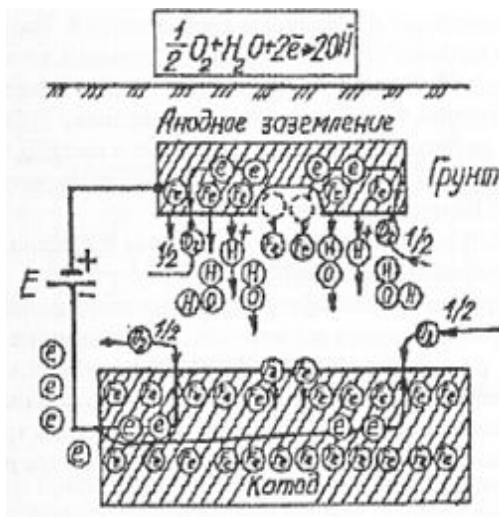


Рис. 6.10. Механизм действия катодной защиты

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 (рис. 6.10) аналогичен процессу электролиза.

Под воздействием приложенного электрического поля источника начинается движение полусвободных валентных электронов в направлении «анодное заземление – источник тока – защищаемое сооружение».

Теряя 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. 6.11,а) включает: реостат **R**, рубильник **К**, плавкий предохранитель **Пр**, сигнальное реле **Ср**.

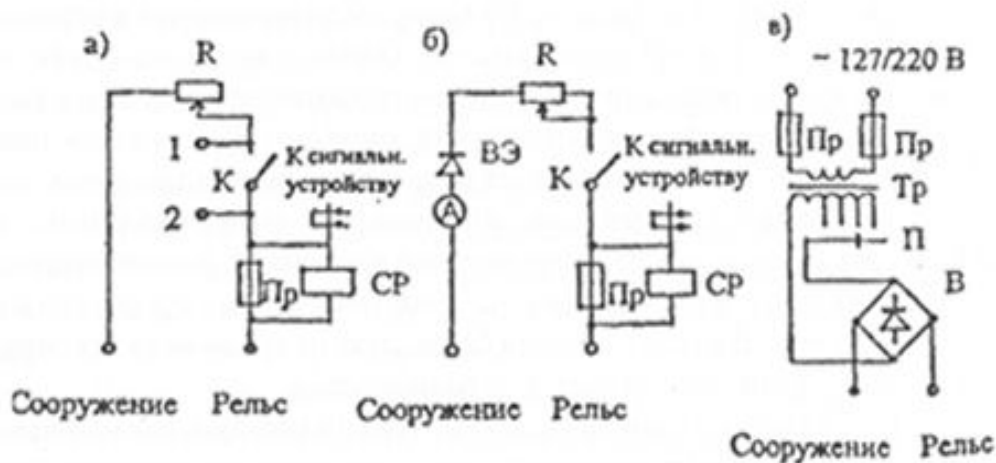


Рис. 6.11. Принципиальные схемы электрических дренажей:  
а - прямой; б - поляризованный; в - усиленный

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 выше потенциала рельсовой сети, куда отводятся блуждающие токи. В противном случае

дренаж превратится в канал для натекания блуждающих токов на трубопровод.

Поляризованный электрический дренаж (рис. 6.11,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. 6.11,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 их защиты от коррозии. При необходимости с учетом фактического положения дел могут вводиться в эксплуатацию дополнительные станции катодной и дренажной защиты, а также протекторные установки.

### **6.3. Особенности коррозии в условиях Западной Сибири**

Анализ коррозионного разрушения промышленного транспорта показал, что со стороны нефти и газа агрессивных составляющих к разрушительной коррозии не обнаружено:

- характерны локальные коррозионные разрушения нижней части труб;
- нефти Западной Сибири парафинистые легкие и маловязкие, характеризуются невысокой устойчивостью нефтяных эмульсий;
- аварийные порывы нефтепроводов стали проявляться при обводнённости нефти около 30-50 %, нефтяные эмульсии нестойкие и вода свободно выделяется в виде отдельной фазы;
- пластовая вода слабо-коррозионная, минерализация хлоркальциевых вод невелика и составляет 20-40 г/л, гидрокарбонатных ~ 14-20 г/л, среда воды (рН) близка к нейтральной, температура  $\approx 40$  °С;

- в водной фазе нефтяной эмульсии содержится до 250 мг/л  $\text{CO}_2$  и биогенный сероводород в количестве 2-10 мг/л;
- в попутных нефтяных газах содержится до 6 масс. %  $\text{CO}_2$  и сероводорода 1,5 мг/м<sup>3</sup>;

Большинство исследователей считают, что коррозионный процесс разрушения металла в условиях Западной Сибири протекает по **углекислотному механизму**. Подтверждением этого является и **процесс выпадение солей** из водной фазы продукции скважин при их малой минерализации (см. гл. 3).

Предполагается следующий механизм. На внутренней поверхности трубопровода происходит отложение карбоната кальция ( $\text{CaCO}_3$ ). В некоторых местах защитная плёнка осадка  $\text{CaCO}_3$  может отслаиваться. Это происходит под действием механических факторов: абразивное действие взвешенных частиц, гидравлические удары, вибрации трубопроводов, вызванные прохождением газовых пробок и др., или в результате химического растворения плёнки (6.16) в местах напряженного состояния трубопроводов. Обнаженный участок металла и остальная поверхность трубы, покрытая осадком, образуют гальванопару, где металл является анодом, а поверхность трубы - катодом. Скорость коррозии может достигать 5-8 мм/год. Приэлектродный слой обогащается ионами железа  $\text{Fe}^{2+}$  и создаются условия для осаждения карбоната железа ( $\text{FeCO}_3$ ), который блокирует коррозию. Участки, где произойдет отслоение  $\text{FeCO}_3$  или растворение за счёт действия кислорода (6.16) вновь превращаются в активные аноды.

Феномен локализации коррозионного разрушения по нижней образующей трубы может быть обусловлен особенностями гидродинамики течения газожидкостных потоков: трехфазных нефтяных эмульсий по трубопроводам. В условиях недостаточно высокой скорости потока (0,1-0,9 м/с) формируется расслоенная структура течения, с водой в виде свободной фазы.

На границе раздела жидких фаз возникнут волны, в частности из-за разницы в вязкости соприкасающихся фаз. При перемещении этих волн вдоль течения транспортируемой смеси на границе раздела жидких фаз наблюдаются вторичные явления: отрыв капель воды и их вращение, что приводит к возникновению вихревых дорожек из множества капель воды строго вдоль нижней образующей трубы (рис. 6.12).

В начальной стадии разрушение представляет собой следующие друг за другом язвенные углубления, которые в последующем сливаются в непрерывную канавку шириной 20-60 мм и длиной 5-20 м.

Часть присутствующих в водной фазе механических примесей: карбонатов, сульфидов железа, песка, глины попадает во вращающиеся капли воды и участвует в постоянном гидроэрозионном воздействии на защитную пленку из карбонатов в нижней части трубы. Поэтому по нижней образующей трубы происходит постоянное механическое удаление железокarbonатной пленки.



Рис. 6.12. Схема образования вихрей на волновой поверхности раздела фаз «нефть–вода»

Таким образом, обеспечивается постоянное функционирование гальванической макропары «металл–труба», покрытая осадком солей.

Аномально-высокие скорости коррозии (5–8 мм/год) объясняются соотношением площадей электродов: небольшой по площади анод в нижней части трубы в виде дорожки и катод, в десятки раз, превышающий по площади анодный электрод.

Методы предотвращения этого вида локальной коррозии также должны быть нетрадиционными и решения их должны исходить из рассмотренного механизма.

Применение ингибиторов коррозии здесь малоэффективно, поскольку защитная пленка ингибитора будет непрерывно удаляться с металла. Замена малостойких в условиях углекислотной коррозии сталей на более стойкие неприемлема по технико-экономическим соображениям, поскольку протяженность сети нефтепроводов в Западной Сибири огромна.

Задача предупреждения коррозии по нижней образующей трубы может быть решена только при учёте гидравлических особенностей течения трехфазных потоков.

Прежде всего, уже на стадии проектирования обустройства таких месторождений (или в процессе их эксплуатации) необходимо заложить расчетно-уменьшенные диаметры нефтепроводных труб, в которых скорость движения нефтегазового потока поддерживалась бы на оптимальном уровне, то есть, чтобы из

нефтяных эмульсий не выделялась вода в качестве отдельной фазы. Или активно развивать технологические способы защиты

Опасными, с точки зрения коррозионной агрессии, являются **пробковый** и **расслоенный** режимы течения. В момент прохождения "пробки" газа по участку трубопровода на нём возникает сильная вибрация. Периодичность прохождения газовых "пробок" может колебаться от 1–2 за час до 15–25 за минуту. В результате этого нефтесборный коллектор может испытывать **циклические** нагрузки.

При циклических нагрузках на металлы возникают упругопластические деформации, локализованные в концентраторе напряжений приводят к интенсивной локальной механохимической коррозии, развитию коррозионно-усталостных трещин. Коррозионные повреждения внутренней поверхности труб вначале образуются по электрохимическому механизму, в дальнейшем они могут выступать и участками концентрации напряжений. Этим и объясняются аномально высокие скорости коррозии (9 мм/год), наблюдаемые на многих промыслах.

Подобная проблема и виды разрушений характерны для магистральных нефтепроводов. Способы защиты должны подбираться в зависимости от механизма коррозии углеродистой стали в средах с  $\text{CO}_2$ .

#### **6.4. Коррозионные разрушения резервуаров**

К серьёзным осложнениям в работе резервуаров относятся почвенные и внутренние коррозионные разрушения, которые протекают по **электрохимическому механизму**.

Известны случаи выхода из строя резервуаров по причине сквозной коррозии через 10 и менее лет эксплуатации. Наиболее подвержены коррозии кровля и днище резервуаров, контактирующие с парогазовоздушной средой над зеркалом нефтепродукта в условиях конденсации влаги и с подтоварной водой различной щелочности и минерализации. Скорости коррозии их составляют 0,1—0,5 мм/год.

Защиту резервуаров от коррозии также осуществляют пассивными и активными методами.

К **пассивным** относятся применения защитных покрытий всех видов, которые изолируют агрессивную среду от поверхности резервуара. Для защиты от коррозии внутренней поверхности резервуаров путем применения современных лакокрасочных покрытий в н/п промышленности из-за различной обрачиваемости

резервуаров, изменяющегося уровня раздела фаз рекомендуется полная защита всей поверхности. Этот способ защиты резервуаров является наиболее прогрессивным на сегодняшний день, хотя допускается и частичная защита только кровли, днища и прилегающих поясов.

Среди применяемых лакокрасочных материалов по-прежнему большое место занимают эпоксидные материалы. Хотя чистые эпоксидные материалы имеют ограничение по температуре нанесения - обычно не ниже плюс 5-10° С, высокие адгезионные показатели этих, покрытий после длительной эксплуатации служат весомым аргументом в пользу их применения. Это относится к некоторым отечественным лакокрасочным материалам, в частности, к материалам, представляющим собой систему из грунтовки и эмали. Используются также модифицированные эпоксидные материалы, основой которых являются эпоксидно-каменноугольные, эпоксидно-новолачные и др. связующие. Так, эпоксидно-каменноугольные материалы хорошо зарекомендовали себя при выполнении противокоррозионных работ в период капитального ремонта нефтяных резервуаров, ранее эксплуатировавшихся без покрытия. Использование "летнего" и "зимнего" отвердителя позволяет проводить работы в более широком интервале температур, в том числе при отрицательных температурах, до -100 °С. Такие же возможности по низкотемпературному нанесению дают полиуретан-каменноугольные двухкомпонентные материалы. В отличие от однокомпонентных полиуретан-каменноугольных материалов, отверждение которых происходит под воздействием влаги воздуха, двухкомпонентные материалы, более надёжны, выдерживают весь комплекс испытаний, включая испытания на паростойкость.

Один из новых эпоксидных материалов - эпоксидно-новолачный материал, обладающий термостойкостью в условиях погружения в водные и водонефтяные среды до 95 °С с градиентом температур 15 °С. Материал даёт возможность защиты емкостей для парового конденсата и горячей воды.

Среди отечественных атмосферостойких материалов следует отметить эпоксидно-виниловые материалы, в которых сочетаются адгезионные свойства эпоксидных и атмосферостойкость виниловых компонентов. Они обладают в определенной степени масло-бензостойкостью, что обуславливает их стойкость при кратковременных обливах нефтью и нефтепродуктами.

В зависимости от условий эксплуатации и применяемой грунтовки срок службы эпоксидно-винилового покрытия может

составлять от 6 до 10 лет по защитному действию. Более уверенно о сроке службы 8-10 лет можно говорить в случае эпоксидно-полиуретановых схем покрытий импортного производства: покрытия глянцевые и полуглянцевые с пониженным грязеудержанием. Освоены технологии нанесения эпоксидно—полиуретановых схем покрытий фирм Йотун, Текнос. Могут быть реализованы аналогичные схемы других фирм - Тиккурила, Хемпел и пр.

В своей практической работе АООТ "ВНИИнефтехим", основываясь на результаты научных исследований, осуществляет весь комплекс работ по противокоррозионной защите внутренней и наружной поверхностей резервуарного и ёмкостного оборудования "под ключ". Накоплен опыт работ по осуществлению противокоррозионной защиты резервуаров объемом от 300 до 10000 м<sup>3</sup>.

В отличие от атмосферной коррозии на видимых частях оборудования и арматуры подповерхностная коррозия часто остается скрытой и незамеченной до образования протечек.

Повреждение любого из четырех основных компонентов резервуара - крыши, корпуса, днища и фундамента - может вызвать течь или загрязнение содержимого. Последствия протечек могут быть серьёзными, если в резервуарах хранятся воспламеняющиеся вещества УВ природы. Помимо других факторов, которые могут отрицательно повлиять на срок службы резервуара, потенциальную угрозу их эксплуатационной надежности представляет подповерхностная коррозия в днищах.

Большинство резервуаров построено со стальным основанием, которое опирается на специально подготовленный фундамент на определенной высоте от поверхности грунта (рис. 6.13).

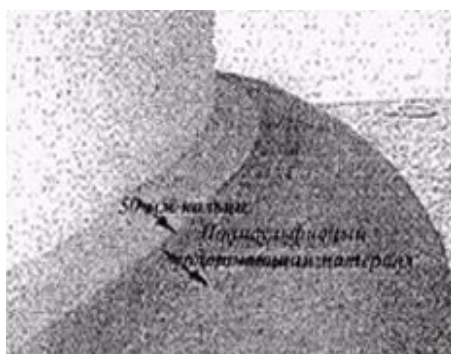


Рис. 6.13. Проявления подповерхностной коррозии

Основные методы защиты (**активные**) днища резервуара от коррозии включают установку **системы катодной защиты** (cathodic protection - СР), нанесение на днища наружных покрытий, создание "двойного дна" и использование для фундамента резервуара специально подобранного материала с высоким электрическим сопротивлением или щелочностью.

Фундаменты резервуаров, изготовленные из бетона и асфальта, не вполне удовлетворяют требованиям, если предусмотрена установка системы СР. Причина заключается в том, что фундаменты из бетона и асфальта не допускают прохождения защитного тока СР к днищу резервуара. Такие фундаменты являются преградой также для влаги (электролит) между днищем резервуара и грунтом внизу. Эта особенность может быть использована для смягчения подповерхностной коррозии. Хорошо спроектированный фундамент будет эффективной защитой от проникновения грунтовой влаги к днищу резервуара.

Таким образом, отсутствие электролита приведет к значительному снижению подповерхностной коррозии. Однако для успешного использования таких фундаментов и смягчения подповерхностной коррозии необходимо, чтобы зазоры между днищем резервуара и фундаментом были тщательно заделаны во избежание проникновения дождевой воды или атмосферной влаги (рис. 6.14).



*Рис. 6.14. Нанесен двухкомпонентный уплотняющий материал для предотвращения проникновения влаги между днищем резервуара и его фундаментом*

Эффективным способом герметичной заделки зазоров является применение соответствующего уплотнителя. Уплотнитель должен быть тщательно подобран, чтобы во время эксплуатации он не высыхивался и не растрескивался. Если использованный уплотняющий материал разрушается, он может сыграть



контрпродуктивную роль. Разрушенный герметик может действовать как накопитель влаги или корродирующее вещество и, следовательно, ускорять коррозию. Для герметичной заделки зазоров между внешней кольцевой поверхностью резервуара и фундаментом можно эффективно использовать двухкомпонентный полисульфидный уплотнитель, не опасаясь, что он будет действовать как накопитель влаги или корродирующих веществ.

Осуществить это можно путем устройства круговых канавок шириной около 3-4 см и соответствующей глубины вокруг внешнего кольца. На кольцо следует нанести краску для защиты поверхности. Затем в круговую канавку может быть заложен уплотняющий материал до верхнего края поверхности кольца (рис. 6.14). Кроме того, верхняя плоскость фундамента резервуара должна иметь наклон к внешнему краю, чтобы дождевая вода или пролив при переполнении резервуара не стекал к днищу. Такая схема может обеспечить эффективную герметизацию, оставляя кольцо достаточно открытым для проведения контроля.

Более традиционный метод детектирования утечек основан на установке дренажных труб под днищами резервуаров. Однако решение об установке дренажных труб должно быть тщательно проанализировано. Необходимо учесть тип использованного днища резервуара, содержимое резервуара и местные атмосферные условия.

Для резервуаров, построенных на бетонных или асфальтовых фундаментах во влажной зоне, дренажные трубы могут быть фактически вредны. В таких случаях дренажные трубы, если они установлены между днищем резервуара и фундаментом, могут служить для проникновения влаги и приводить точечной коррозии вплоть до сквозных отверстий (рис. 6.15), что требует ремонта привариванием заплат.



*Рис. 6.15. На днище резервуара образовались сквозные отверстия в результате подповерхностной коррозии*

Были проведены доскональные исследования, представляющие собой часть анализа основных причин разрушения (root-cause failure analysis - RCFA). Была составлена статистическая диаграмма распределения дефектов, вызванных коррозией (сквозные отверстия, точечная коррозия), в зависимости от местонахождения в резервуаре (рис 6.16).

Результаты показали, что больше всего повреждений, вызванных коррозией, было в зоне самой дальней от центра днища резервуара. На основании наблюдений, проведённых на месте, и выводов, полученных по результатам статистического анализа коррозионных дефектов, было выдвинуто предположение, что дождевая вода или влага из окружающего пространства могла проникнуть между фундаментом и днищем резервуара.



Без соблюдения масштаба

Рис. 6.16. Распределение течей и точечной коррозии на днище

**Активными методами** борьбы с коррозией резервуаров является их катодная и протекторная защита. Катодную защиту (рис. 6.17) используют преимущественно для предотвращения коррозионного разрушения днища от почвенной и внутренней (высокий уровень подтоварной воды, содержание  $H_2S$ , содержание солей и др.) коррозии.

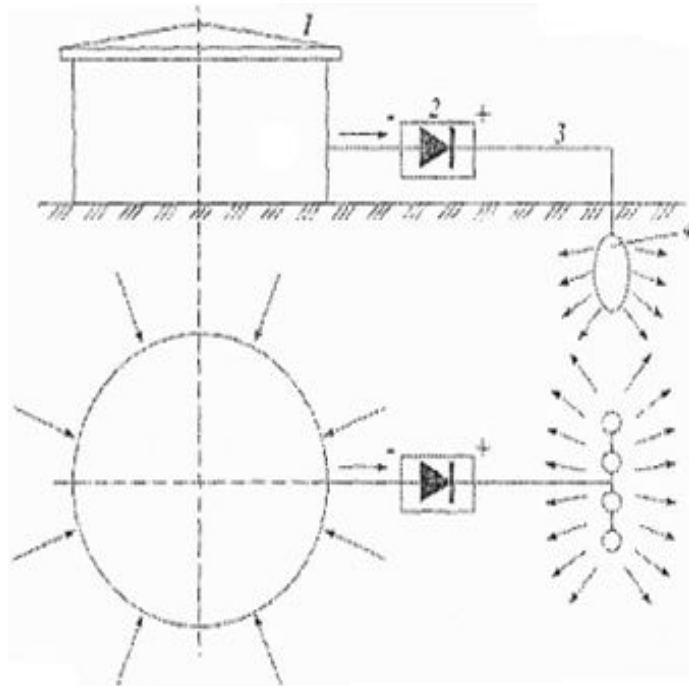


Рис. 6.17. Принципиальная схема катодной защиты резервуара от электрохимической коррозии

Принципиальная схема аналогична схеме защиты трубопроводов- «минус» источника постоянного тока **2** присоединяется посредством дренажного кабеля **3** к резервуару **1**, а "плюс" к анодному заземлению **4**. На резервуаре поддерживается минимальный защитный потенциал  $-0,8\text{ В}$  по МСЕ. При увеличении агрессивности сред или наличии анаэробных сульфатвосстанавливающих бактерий, минимальный защитный потенциал увеличивается до  $-0,97\text{ В}$ . Применение катодной защиты резервуаров с нефтью опасно в пожарном отношении. Искра, появившаяся при разрыве электрической цепи, может привести к пожару и взрыву.

В случае применения протекторной защиты возможность образования искры исключается, так как разность потенциалов между протектором и защищаемой конструкцией невелика. Протекторную защиту резервуаров осуществляют одиночными, групповыми сосредоточенными и групповыми рассредоточенными протекторами (рис. 6.18).

В ОАО "Славнефть-рославнефтеоргсинтез" на базе отдела коррозии НТЦ создана служба защиты от коррозии (СЗК). Основная задача СЗК - отслеживание коррозии оборудования во всех формах её проявления, разработка и внедрение мероприятий и программ по её снижению.

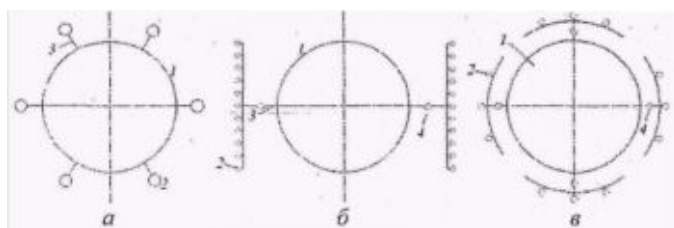


Рис. 6.18. Принципиальная схема протекторной защиты от внутренней коррозии: а — одиночными протекторами; б — групповыми сосредоточенными протекторами; в - групповыми рассредоточенными протекторами; 1 - резервуар; 2 - протекторы; 3 - дренажный провод; 4 - коррозионно-измерительные колонки

Для коррозионного контроля с 1998 года впервые в странах СНГ используются современные **коррозиметры**, датчики которых с помощью шлюзовых устройств помещаются в действующее оборудование.

Коррозиметры работают в автоматическом режиме, дают точные данные по скоростям коррозии, что позволяет своевременно воздействовать на факторы, определяющие коррозию, и поддерживать их значения в требуемых пределах. Коррозиметры позволили также оптимизировать дозировку дорогостоящих реагентов ингибиторной защиты, разработать порядок перекачки сырой нефти.

Другим важным инструментом коррозионного контроля являются **поточные рН-метры**, установленные на линиях дренажной воды. При ухудшении коррозионной ситуации наряду с повышением скорости коррозии снижается значение рН дренажной воды и увеличивается содержание в ней растворимого железа. Поточные рН-метры, показывая снижение рН ниже нормы, дают первый сигнал о неполадке необходимости её устранения. В результате внедрения всех защитных мероприятий удаётся снизить скорость в 10-60 раз.

## 6.5. Образование гидратных пробок в газопроводах

Нефтяной газ - смесь газо- и парообразных УВ и НУВ компонентов, выделяющихся из пластовой нефти при её разгазировании. По мере эксплуатации, происходит увеличении концентрации воды в добываемой нефти и повышение влажности добываемого газа. Относительная влажность нефтяного газа колеблется от 20 до 100 %. По фракционному составу попутные и природные газы различных месторождений отличаются друг от друга, но, как правило, объёмное соотношение компонентов изменяется в диапазонах, %:

метан	30-90;
этан	2-30;
другие углеводороды	2-30;
неуглеводородные газы	1,5-30.

Многокомпонентность нефтяных газов отражается и на различии термодинамических свойств. При определённых условиях: давлении и температуре УВ из газообразного в жидкое состояние, нарушая тем самым однофазность потока нефтяного газа.

Особенно резкое 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 содержащиеся в газе сероводород, углекислота и другие кислые газы резко улучшают условия гидратообразования. Гидраты по внешнему виду похожи на рыхлый снег с желтоватым оттенком. Гидраты индивидуальных УВ имеют следующие химические формулы:

- для метана и этана:  $CH_4 \cdot 5,75 \cdot H_2O$ ;  $C_2H_6 \cdot 5,75 \cdot H_2O$ ;
  - для пропана и изо-бутана:  $C_3H_8 \cdot 6 \cdot H_2O$ ;  $i-C_4H_{10} \cdot 7 \cdot H_2O$ ;
- определяющие их физико-химические свойства. Например, гидрат метана имеет плотность ( $\rho$ ) равную  $0,992 \text{ г/см}^3$ , то есть в 1г гидрата содержится  $0,128 \text{ г } CH_4$  и  $0,872 \text{ г } H_2O$ .

Рентгенографически установлено два типа кристаллических решёток в гидратах. Структура I - построена из 46 молекул воды и имеет 8 полостей: 2-е малых со свободным внутренним поперечником в  $5,2 \text{ \AA}$  и 6 больших в  $5,9 \text{ \AA}$ . Структура II - построена из 136 молекул воды и имеет 24 полости: 16 малых со свободным внутренним поперечником в  $4,9 \text{ \AA}$  и 8 больших в  $6,9 \text{ \AA}$ .

Молекулы газа находятся в полостях решётки (рис. 6.19). В свою очередь, полости могут существовать только при наличии газа. Внешне

гидраты выглядят в виде чётко выраженных прозрачных кристаллов разнообразной формы, которые определяются условиями образования и состоянием гидратообразователя. Гидраты, полученные в турбулентном потоке, представляют собой аморфную плотно спрессованную массу.

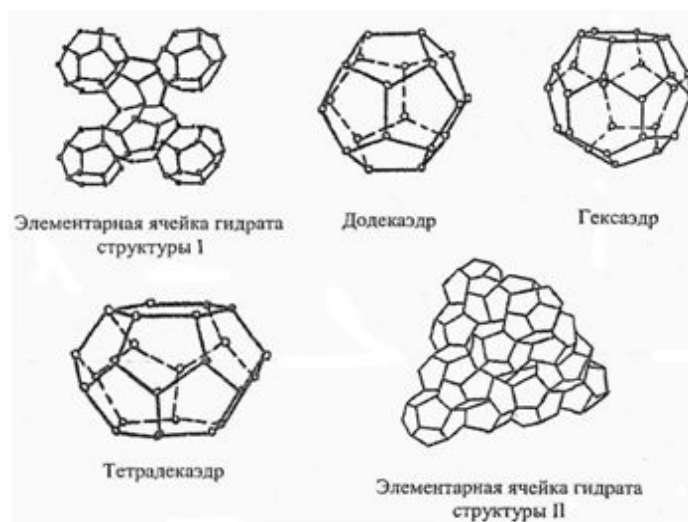


Рис. 6.19. Строение гидратов

При определённых давлениях и температурах молекулы газа заполняют структурные пустоты кристаллической решётки, образованной молекулами воды, с помощью прочной водородной связи.

Размер молекул газа является главным фактором, определяющим тип структуры гидрата. Молекулы УВ ряда метана имеют размеры ( $\text{Å}$ ):  $\text{CH}_4$  - 4,1;  $\text{C}_2\text{H}_6$  - 5,5;  $\text{C}_3\text{H}_8$  - 6,3; *i*- $\text{C}_4\text{H}_{10}$  - 6,3; *n*- $\text{C}_4\text{H}_{10}$  - 7,4.

Сравнивая размеры молекул с размерами полостей гидратов, можно подметить, что  $\text{CH}_4$  и  $\text{C}_2\text{H}_6$  образуют гидраты структуры I, а  $\text{C}_3\text{H}_8$  и *i*- $\text{C}_4\text{H}_{10}$  образуют гидраты структуры II. Бутан нормального строения и высшие УВ гидратов вообще не образуют. Непременное условие образования гидратов - наличие в потоке газа воды в жидкой фазе. Вода в жидкой фазе может быть только в том случае, если газ полностью насыщен водяными парами, то есть относительная влажность газа равна единице. С понижением давления и повышением температуры максимальное содержание водяных паров в газе возрастает.

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 ещё не достаточное условие образования гидратов. Гидраты могут образоваться при определённых давлениях и температурах в зависимости от состава газа.

Зависимость образования гидратов от абсолютного давления и температуры для газов различной плотности представлена на рис. 6.20.

Образованию гидратов способствуют также сероводород и углекислый газ. При содержании в газе даже небольшого количества сероводорода, температура начала образования гидратов заметно повышается. Влияние углекислого газа значительно слабее. Азот и УВ тяжелее бутана затрудняют образование гидратов.

Графически возможность возникновения условий гидратообразования можно представить в следующем виде (рис. 6.21). На участке **ОА** капельная влага в газопроводе отсутствует, так как температура точки росы газа ниже его температуры этого участка.

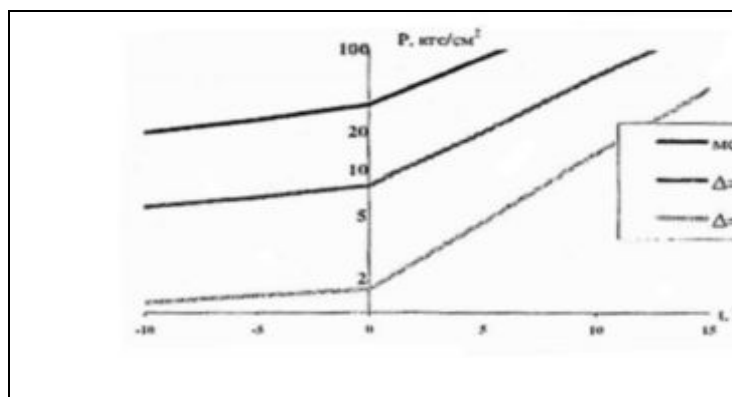


Рис. 6.20. Зависимость образования гидратов от абсолютного давления и температуры для газов различной плотности

На участке **АБ** имеется свободная вода, но температура газа выше температуры начала гидратообразования. Следовательно, на участке **ОБ** гидраты не образуются. На участке **БВ** имеется вода в жидкой фазе и температура газа ниже температуры начала

образования гидратов, поэтому данный участок - зона возможного образования гидратов. От точки **В** до конца газопровода температура точки росы газа ниже его фактической температуры, поэтому здесь вода из жидкой фазы вновь переходит в паровую, и условия образования гидратов отсутствуют.

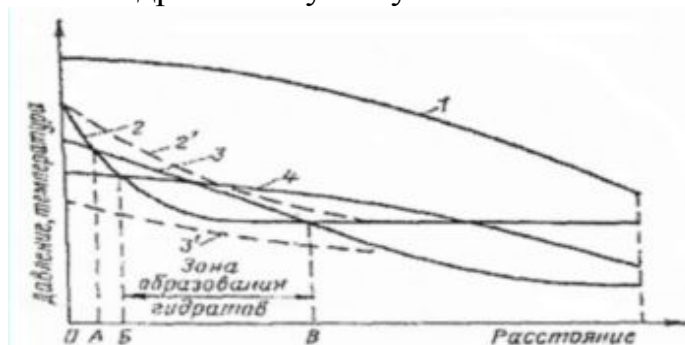


Рис. 6.21. Изменение условий образования гидратов в газопроводе:

1 — кривая изменения давления, а кривые; 2- кривая изменения температуры газа, 3 — кривая изменения точек росы; 4 — кривая начала образования гидратов

Чем выше давление газа в газопроводе и ниже температура его, тем быстрее образуются и отлагаются на стенках труб гидраты. Гидраты относятся к неустойчивым соединениям и при некоторых условиях довольно быстро разлагаются на газ и воду.

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.** Рассмотрим рис. 6.20, если кривая **2** займёт положение **2'** то 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 в некоторых случаях используют на предприятиях, 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 (см. гл. 3).

Если на рис. 6.20 кривая **3** займёт положение **3'** то на всём протяжении газопровода температуры точки росы газа будут ниже его



температуры, значит, капельная влага выделяться не будет и гидраты образоваться не смогут.

**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 (см. гл. 3), включая ингибиторы гидратообразования - спирты и электролиты, которыми могут быть метанол ( $CH_3OH$ ), этиленгликоль, разбавленный водой, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, 30 %-й 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  $1000\text{ м}^3$  транспортируемого газа. Расход ингибитора (g) в кг на  $1000\text{ м}^3$  газа для ликвидации гидратных отложений в газопроводах определяется:

$$g = [(W_1 - W_2) \cdot C] / (C_1 - C_2), \quad (6.18)$$

где  $W_1$  и  $W_2$  - содержание влаги в газе до и после ввода ингибитора в кг на  $1000\text{ м}^3$  газа;

$C_1$  и  $C_2$  - массовые концентрации соответственно свежего и отработанного ингибитора.

Содержание влаги в газе до и после ввода ингибитора определяется по графику (см. гл. 3, рис. 3.45). 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 % масс.

Для гликолей допустимая концентрация  $C_1$  определяется в основном двумя факторами: вязкостью, сильно возрастающей с понижением температуры (например, при  $T = 10\text{ }^\circ\text{C}$  вязкость 100 %-го ДЭГ равна 10 сПз), 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.

## 7. ПРОМЫСЛОВОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА

Промысловые резервуары составляют важную часть производственных фондов предприятий по хранению нефти, которые представляют собой ёмкости различных размеров и предназначаются для накопления, кратковременного хранения и учёта сырой, промысловой и товарной нефти. **Группу резервуаров**, сосредоточенных в одном месте, принято называть **резервуарным парком** или сборным пунктом (НСП). В зависимости от назначения НСП различают промежуточные, промысловые (технологические) и товарные. Резервуарные парки, служащие для приёма и хранения нефти, прошедшей процессы обезвоживания и обессоливания, называются товарными парками.

Нефтяные резервуары строятся на месте из несгораемых материалов в наземном, полуподземном и подземном исполнении. Они могут быть металлическими или железобетонными, размещёнными на поверхности земли, полузаглубленными и заглубленными под уровень земли. Полузаглубленные и заглубленные резервуары строятся только из железобетона.

Промысловые резервуары строят ёмкостью от 100 до 10000 м<sup>3</sup>. Стальные резервуары сооружают с постоянной или переменной толщиной стенок корпуса. В зависимости от объёма и высоты резервуара их изготавливают из листовой стали толщиной от 4 до 10 мм. По технологическим условиям (сварка) листовая сталь толщиной менее 4 мм не может применяться, если даже расчётная толщина стенки получается меньше. При сооружении корпуса резервуара стальные пояса могут располагаться **тремя способами**: ступенчатым, телескопическим и встык. Стенки вертикальных цилиндрических резервуаров при отсутствии избыточного давления над поверхностью жидкости испытывают давление, зависящее от высоты столба уровня жидкости до рассматриваемого пояса резервуара.

Например, на глубине (**h**) стенки резервуара испытывают внутреннее давление (**P**) равное:

$$P=h \cdot \rho \cdot g, \quad (7.1)$$

где **h** - высота от уровня жидкости до рассматриваемого пояса резервуара;

**ρ** - плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

**g** - ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;

Толщину стенки (**δ**) резервуара определяют из уравнения:

$$\delta = h \cdot \rho \cdot D \cdot g / 2 \cdot R_z, \quad (7.2)$$

где D - диаметр резервуара;

$R_z$  — допустимое напряжение на растяжение, ориентированное на мартеновскую сталь ( $R_z = 1400 - 9,8 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2$ ).

Толщину стали днища резервуаров не рассчитывают и принимают обычно не более 5 мм, так как гидростатическое давление воспринимается фундаментом. Крыши резервуаров изготавливают из листовой стали толщиной не более 2,5 мм. Крыши бывают: конические, сферические, плоские. На промыслах применяют чаще всего резервуары с плоскими крышами, обеспечивающие наименьшие потери легких фракций от "малых" и больших "дыханий".

Стальные резервуары стандартизированы, то есть их геометрические размеры (высота, диаметр, объём) взаимосвязаны и определены для условий, минимального расхода листовой стали (табл. 7.1).

Таблица 7.1

Размеры типовых резервуаров

Обозначение резервуара	Основные размеры, м		Общая масса резервуара, т
	Диаметр, м	Высота, м	
PBC-100	5,33	5,51	4,98
PBC-200	6,67	6,87	7,51
PBC-300	8,00	6,87	9,93
PBC-400	8,00	8,24	11,05
PBC-700	10,67	8,24	16,87
PBC-1000	12,00	9,60	21,57
PBC-2000	14,67	12,32	36,07
PBC-3000	18,68	12,32	54,54
PBC-5000	22,68	12,27	78,37
PBC-7500	28,02	12,27	125,56
PBC-10000	33,35	12,27	174,44

При негерметизированных системах сбора резервуарные парки строились на групповых, участковых и центральных пунктах сбора нефти, на что требовалось больше металла. В этих резервуарах потери легких фракций нефти при "дыханиях" доходили до 3 % от добываемой нефти. При широком внедрении герметизированной напорной системы на промысловых площадях роль нефтяных резервуаров как ёмкостей для сбора и хранения нефти будет постепенно сводиться к нулю. Вместо резервуаров на вновь вводимых в разработку площадях устанавливают герметизированные цилиндрические ёмкости, параллельно

работающие, концевые совмещенные сепарационные установки (КССУ) и буферные ёмкости.

Однако на уже обустроенных месторождениях нефтяные резервуары имеются, и довольно много. В основном они играют роль сырьевых (технологических) и товарных резервуаров. Объём сырьевых резервуаров должен быть не менее пятикратного суточного объёма добычи нефти, а товарных резервуаров - двукратного.

### 7.1. Оборудование стальных резервуаров

Оборудование стальных резервуаров и их конструктивные схемы должны обеспечивать их правильную и безопасную эксплуатацию, в частности:

- накопление и опорожнение резервуаров; . замер уровня нефти;
- отбор проб нефти;
- зачистку и ремонт резервуаров;
- отстой нефти и удаление подтоварной воды;
- поддержание давления в резервуаре в безопасных пределах.

Для проведения операций по приёму, хранению и отпуску сырой и товарной нефти резервуары (рис. 7.1, 7.2) оборудуют специальной арматурой.

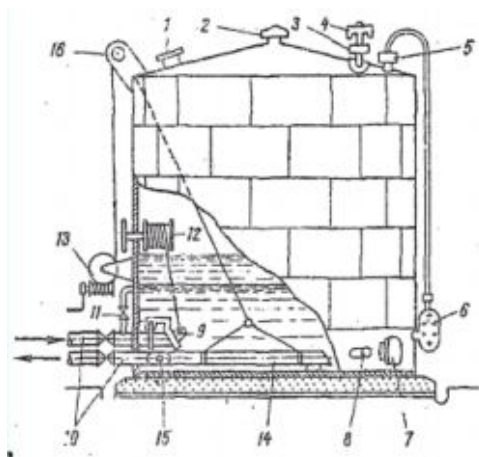
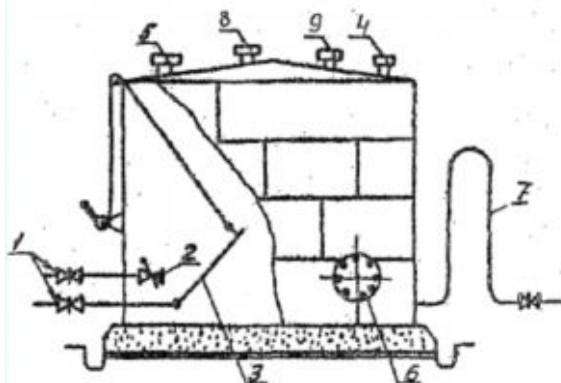


Рис. 7.1. Схема расположения оборудования на наземном вертикальном цилиндрическом стальном резервуаре: 1 — световой люк; 2 - вентиляционный патрубок; 3 - огневой предохранитель; 4 — дыхательный клапан; 5 — замерной люк; 6 - указатель уровня; 7 - люк-лаз; 8 - сифонный клапан; 9 — хлопушка; 10 - приёмо-раздаточные патрубки; 11 - перепускное устройство; 12 - управление хлопушкой; 13 - лебёдка; 14 - подъёмная труба; 15 - шарнир подъёмной трубы; 16 -роликовый блок

Рис. 7.2. Схемр расположения оборудования на стальном резервуаре: 1 - приёмо-раздаточ-ные патрубки; 2 - захлопка для принудительного закрытия; 3 -приёмная труба; 4 - замерной люк; 5 - световой люк; 6 — люк-лаз; 7 - сифон; 8 - дыхательный

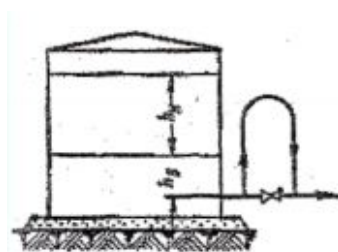


клапан; 9 - гидравлический предохранительный клапан

Диаметры приёмо-раздаточных патрубков определяются заданной производительностью перекачиваемой нефти и колеблются в пределах 150-700 мм. Скорость движения жидкости в них, в пределах 0,5-2,5 м/с в зависимости от вязкости нефти. Захлопка **2** (рис. 7.2) устанавливается для предотвращения утечек нефти из резервуаров при неисправности задвижек или аварийном состоянии трубопровода. Подъёмная труба **3** монтируется внутри резервуара и предназначена для отбора нефти с требуемой высоты. Замерный люк **4** служит для замера в резервуаре уровня нефти и подтоварной воды, а также для отбора проб пробоотборником.

Замерный люк устанавливается на патрубке, сваренном вертикально в крышу резервуара. Крышка замерного люка герметично закрывается посредством прокладки и нажимного, откидного болта. Внутри замерного люка расположена направляющая колодка, по которой спускают в резервуар замерную ленту с лотом. Колодка лота изготавливается из меди или алюминия, чтобы предотвратить искрообразование. Световой люк **5** устанавливается на крыше резервуара над приёмо-раздаточным патрубком.

При открытой крышке через него внутрь резервуара проникает свет, производится проветривание резервуара перед зачисткой или ремонтом. Люк-лаз служит для проникновения



людей при ремонте, очистке, а также освещения и проветривания. Водоспускные приспособления предназначены для спуска в нефтеловушки излишней пластовой воды (рис. 7.3).

Рис. 7.3. Схема сифонного отвода воды из резервуара

Чаще всего они выполняются в виде сифонов. Высота колена ( $h_c$ ) определяется расчётом в зависимости от выбранного соотношения высот столбов воды ( $h_B$ ) и нефти ( $h_H$ ) в резервуаре по формуле:

$$g \cdot (h_H \cdot \rho_H + h_B \cdot \rho_B) = h_c \cdot \rho_B \cdot g, \quad (7.3)$$

откуда

$$h_c = (h_H \cdot \rho_H / \rho_B) + h_B. \quad (7.4)$$

Дыхательный клапан **8** (рис. 7.2) или **1** (рис. 7.4) автоматически сообщает газовое пространство резервуара с

атмосферой в тот момент, когда в резервуаре создается предельно допустимое давление или вакуум в результате изменения температуры, а также при наполнении и опорожнении резервуара. Дыхательные клапаны рассчитаны на избыточное давление и вакуум в газовом пространстве резервуара до  $20 \cdot 9,81 \text{ Н/м}^2$ .

При таком избыточном давлении масса кровли резервуара, изготовленная из листовой стали толщиной 2,5 мм, уравнивается силой избыточного давления на неё. Масса  $1 \text{ м}^2$  крыши составляет 20 кг, поэтому крыша не будет испытывать напряжения, если давление изнутри не будет превышать давления, создаваемого массой крыши (рис. 7.4).

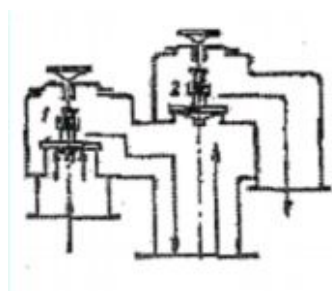


Рис. 7.4. Функциональная схема дыхательного клапана: 1 - клапан вакуума; 2 — гидравлический предохранительный клапан, клапан избыточного давления

Размер дыхательных клапанов выбирают в зависимости от допускаемой пропускной способности их:

Размер клапана, мм	50	100	150	200	250
Пропускная способность, $\text{м}^3/\text{ч}$	25	72	142	240	304

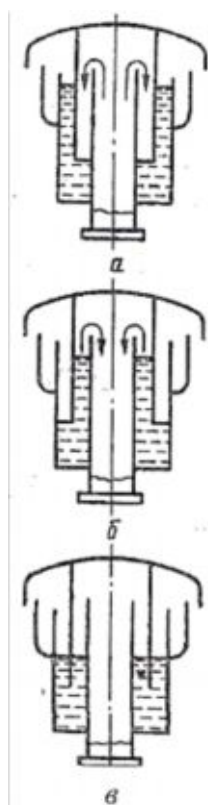
Во избежание коррозии корпус клапана и седло изготавливают из алюминиевого сплава АЛ-2.

Дыхательный клапан является ответственным элементом оборудования резервуара, в связи, с чем исправному состоянию клапанов и правильной эксплуатации их должно уделяться особое внимание. В зимнее время дыхательные клапаны часто выходят из строя, так как при прохождении влажных паров нефти через клапан влага, конденсируясь на тарелках и седлах, приводит к их взаимному примерзанию.

Этот недостаток устраняется путем изоляции смерзающихся поверхностей клапана фторопластом, имеющим большую механическую прочность при низких температурах и высокую химическую стойкость. Гидравлический предохранительный клапан 2 (рис. 7.4) предназначается для ограничения избыточного давления или вакуума в газовом пространстве резервуара при отказе в работе дыхательного клапана, а также при недостаточном сечении дыхательного клапана для быстрого пропуска газа или воздуха. Предохранительные клапаны рассчитаны на несколько большее давление и вакуум, чем дыхательный клапан: на избыточное давление 60 мм вод. ст. и разрежения 40 мм вод. ст. Его функциональная схема приведена ниже (рис. 7.5).

Предохранительный клапан заливают незамерзающими, неиспаряющимися и маловязкими жидкостями - растворами

глицерина, этиленгликоля и другими образующими гидравлический затвор, через который происходит барботаж излишней смеси газа с воздухом из резервуара или "вдох" в резервуар. В случаях резкого повышения давления в резервуаре может произойти выброс жидкости из клапана в кольцевой канал, обратно из него жидкость стекает через отверстия в стенке кармана. Огневые предохранители устанавливаются на резервуарах в комплекте с дыхательными и предохранительными клапанами и предназначены для предохранения газового пространства резервуара от проникновения в него пламени через дыхательный клапан.



*Рис. 7.5. Схема работы гидравлического предохранительного клапана: а-в резервуаре избыточное давление; б — в резервуаре образовался вакуум; в — давление в резервуаре равно атмосферному*

На рис. 7.5, а показан момент, когда давление в газовом пространстве резервуара выше расчётного и газ сбрасывается в атмосферу через предохранительный клапан.

На рис. 7.5, б приведено положение, когда дыхательный клапан не сработал, и образовавшийся в газовом пространстве резервуара вакуум стал настолько большим, что поступление воздуха в резервуар происходит через предохранительный клапан.

На рис 7.5, в показан случай, когда давление в газовом пространстве резервуара и атмосферного воздуха одинаково.

Огневые предохранители устанавливаются на резервуарах в комплекте с дыхательными и предохранительными клапанами и предназначены для предохранения газового пространства резервуара от проникновения в него пламени через дыхательный или предохранительный клапан.

Принцип действия огневых предохранителей заключается в том, что пламя, попадая в огневой предохранитель, проходит через систему каналов малого сечения, в результате чего дробится на отдельные мелкие потоки: поверхность соприкосновения пламени предохранителем увеличивается, возрастает отдача тепла стенкам каналов, и пламя затухает. Основной деталью огневых предохранителей является спиральная ленточная кассета цилиндрической формы, изготовленная из цветных металлов и помещенная в корпус предохранителя.

## 7.2. Предотвращение потерь нефти при хранении ее в резервуарах

Основные потери нефти, связанные с испарением легких фракций, обусловлены малыми и большими "дыханиями" резервуаров.

**Малые "дыхания"** в резервуарах возникают в результате изменения суточной температуры и барометрического давления наружного воздуха. Днём при нагревании резервуара и верхнего слоя нефти количество паров и их упругость в герметически закрытом резервуаре увеличиваются, и если давление превысит расчётное, то часть паров через предохранительный или дыхательный клапан выйдет из резервуара в атмосферу. В ночное время, когда температура воздуха понижается, часть паров нефти в резервуаре сконденсируется, давление упадёт и в газовое пространство резервуара, при достижении вакуума выше расчётного, будет входить наружный воздух.

Процесс впуска воздуха и выпуска смеси паров и воздуха при опорожнении и наполнении резервуара нефтью принято называть **большими "дыханиями"**. Потери лёгких фракций нефти при больших "дыханиях" значительно больше, чем при малых "дыханиях".

Под воздействием колебаний внешней температуры происходит изменение температуры газового пространства резервуара. Для проведения инженерных оценочных расчётов И. А. Чарниным и др. были получены простые формулы для определения суточного колебания температуры газового пространства резервуара:

$$\Delta t_r = t_B \cdot f_1 + 591 \cdot [f_2 \cdot f_3 + f_7 \cdot f_6 + f_4 \cdot (f_8 - f_5)], \quad (7.5)$$

где  $f_1$ - $f_8$  функции, определяемые по специальным графикам.

Ими предложены рекомендации по определению температурного режима резервуаров для ориентировочных расчётов по определению количества испаряющегося нефтепродукта в вертикальных стальных резервуарах. Зная амплитуду колебания температуры в газовом пространстве резервуара ( $\Delta t_r$ ), можно вычислить максимальную ( $t_{r \max}$ ), минимальную ( $t_{r \min}$ ) и среднюю ( $t_{r \text{cp}}$ ) температуры газа. Амплитуда колебания температуры газа в резервуаре в летний период больше амплитуды колебания воздуха ( $\Delta t_B$ ). Но минимальные температуры их равны. Приблизительно принимают:



$$t_{r \min} = t_{b \min} = t_{b \text{ ср}} - \Delta t_B / 2, \quad (7.6)$$

$$t_{r \max} = t_{r \min} + t_{r \text{ ср}} = t_{b \text{ ср}} - \Delta t_B / 2 + \Delta t_B, \quad (7.7)$$

$$t_{r \text{ ср}} = (t_{r \max} + t_{r \min}) / 2 = t_{b \text{ ср}} + (\Delta t_r - \Delta t_B) / 2, \quad (7.8)$$

$$t_{b, \text{ сл. min}} = t_{b \text{ ср}} - 0,3 \cdot \Delta t_r / 2, \quad (7.9)$$

$$t_{b, \text{ сл. min}} = t_{b \text{ ср}} + 0,3 \cdot \Delta t_r / 2, \quad (7.10)$$

Средняя температура верхних слоев нефтепродукта ( $t_{b, \text{ сл. ср}}$ ) может быть принята приблизительно равной средней температуре воздуха ( $t_{b \text{ ср}}$ ). Испарение днём вызывает охлаждение поверхности нефтепродукта. Частичная конденсация паров ночью приводит к нагреванию поверхности нефтепродукта. Действие этих процессов приводит к выравниванию температуры верхних слоев  $\Rightarrow t_{b \text{ ср}} = \text{const}$ .

Из экспериментальных данных амплитуда колебания температуры верхних слоев нефтепродукта в среднем составляет  $\Delta t_{b \text{ ср}} = (0,2 - 0,4) \cdot \Delta t_r$ .

Теоретическая оценка потерь нефтепродуктов от испарений в резервуарах по простым расчётным уравнениям базируются на исследованиях П. В. Валявского и В. И. Черникина при следующих допущениях:

- концентрация паров испаряющегося в резервуаре нефтепродукта во всех точках газового пространства одинакова;
- насыщение газового пространства резервуара парами испаряющегося нефтепродукта происходит мгновенно;
- паровоздушная смесь в резервуаре строго подчиняется уравнению состояния газов и закону Дальтона;
- предполагается, что резервуары и особенно крыши абсолютно герметичны.

Предполагается, что в начальный момент времени в газовом пространстве резервуара (с легкоиспаряющимся нефтепродуктом) установились следующие параметры: объём ( $V_1$ ), абсолютная температура ( $T_1$ ), давление ( $P_1$ ) и концентрация паров ( $C_1$ ). По истечению некоторого времени в результате одностороннего процесса все эти параметры изменились и, соответственно стали равны:  $V_2$ ,  $T_2$ ,  $P_2$ ,  $C_2$ . На основании уравнения состояния газов:  $V_1 \cdot P_1 \cdot (1 - C_1) = G_1 \cdot R_b$  определим вес воздуха ( $G_0$ , находящегося в

газовоздушной смеси, заполнившей все газовое пространство резервуара до начала процесса:

$$G_1 = V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} \cdot \frac{1}{R} \quad (7.11)$$

Заменяя  $R_B$  - газовую постоянную воздуха универсальной газовой постоянной ( $R$ ), с учётом веса воздуха получим:

$$R_B = R/M_B, \quad G_1 = V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} \cdot \frac{M_\epsilon}{R} \quad (7.12)$$

В конце процесса вес воздуха ( $G_2$ ) в газовом пространстве резервуара определяется аналогично предыдущему уравнению:

$$G_2 = V_2 \cdot (1 - C_2) \cdot \frac{P_2}{T_2} \cdot \frac{V_\epsilon}{R} \quad (7.13)$$

Вес воздуха, ушедшего из резервуара вместе с паровоздушной смесью за время процесса через дыхательный клапан равен:

$$G_B = G_1 - G_2 = \left( V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} - V_2 \cdot (1 - C_2) \cdot \frac{P_2}{T_2} \right) \cdot \frac{M_B}{R} \quad (7.14)$$

Вместе с воздухом в паровоздушной смеси из резервуара уйдет некоторое количество паров нефтепродукта, весовое количество которого определится из соотношения:

$$\frac{G_B}{G_H} = \frac{V_B}{V_H} \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H} \quad (7.15)$$

где  $V_B$ ,  $V_H$  - объёмы воздуха и паров нефтепродукта в ушедшей из резервуара паровоздушной смеси;

$\rho_B$  и  $\rho_H$  - плотности воздуха и паров нефтепродукта в паровоздушной смеси.

Объёмы газов в смеси пропорциональны их объёмным концентрациям по закону Дальтона:  $V_B/V_H = (1 - C)/C$ , где  $C = (C_1 + C_2)/2$  - средняя объёмная концентрация паров нефтепродукта в смеси. С учётом того, что  $\rho_B = M_B/22,414$  и  $\rho_H = M_H/22,414 \Rightarrow \rho_B/\rho_H = M_B/M_H$ .

Подставляя найденные значения отношения объёмов и молекулярных весов, получим:

$$\frac{G_B}{G_H} = \frac{(1-C) \cdot M_B}{C \cdot M_H} \Rightarrow G_H = \frac{M_H}{M_B} \cdot \frac{C}{(1-C)} \cdot G_B, \quad (7.16)$$

$$G_H = \left( V_1 \cdot (1-C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} - V_2 \cdot (1-C_2) \cdot \frac{P_2}{T_2} \right) \cdot \frac{M_H}{R}. \quad (7.17)$$

Уравнения позволяют определить вес теряемых паров нефтепродукта в резервуаре за счёт их испарения. Уравнение (7.17) удобнее выразить через допускаемые значения избыточного давления ( $P_1$ ) и вакуума ( $P_2$ ), а также через давление насыщенных паров ( $P_y$ ), соответствующие температурам  $T_1$  и  $T_2$ . Подставив значения  $d = P_{y1}/P_1$ ,  $C_2 = P_{y2}/P_2$  и  $C = P_y/P$  в (7.17), получим:

$$G_H = \left( (P_1 - P_{y1}) \cdot \frac{V_1}{T_1} - (P_2 - P_{y2}) \cdot \frac{V_2}{T_2} \right) \cdot \frac{P_y}{(P - P_y)} \cdot \frac{M_H}{R} \quad (7.18)$$

где  $P_{y1}$  - давление насыщенных паров при температуре  $T_1$   
 $P_{y2}$  - давление насыщенных паров при температуре  $T_2$ ;  
 $P_y$  - среднеарифметическое значение давления насыщенных паров.

Для удобства расчётов давление в газовом пространстве целесообразно выразить через допускаемое давление в дыхательном клапане:

$$P_1 = P_a - P_{кв}; \quad P_2 = P_a + P_{кд}; \quad P = (P_1 + P_2)/2, \quad (7.19)$$

где  $P_a$  - абсолютное атмосферное давление;

$P_{кв}$  - вакуум,

$P_{кд}$  - избыточное давление.

Уравнение (7.18) можно преобразовать:

$$G_H = \left( (P_a - P_{кв} - P_{y1}) \cdot \frac{V_1}{T_1} - (P_a + P_{кд} - P_{y2}) \cdot \frac{V_2}{T_2} \right) \cdot \frac{P_y}{(P - P_y)} \cdot \frac{M_H}{R} \quad (7.19)$$

Для расчётов величины давлений насыщенных паров нефтепродуктов при различных температурах берут из графиков  $P_y = f(t)$ . Молекулярный вес летучих нефтепродуктов (обычно паров бензинов) определяют по эмпирической зависимости, существующей для них:

$$M_H = 60 + 0,3 \cdot t_{н.к} + 0,001 t_{н.к}^2 \quad (7.20)$$

где  $M_H$  - молекулярный вес паров бензинов, кг/моль;

$t_{н.к}$  - температура начала кипения бензинов, °С.

Молекулярная масса смеси газов ( $M_{г см}$ ) и их плотность ( $\rho_{г см}$ ) оценивают по принципу аддитивности:

Уравнение (7.18) позволяет получить расчётные формулы в зависимости от характера "дыхания" резервуара и выяснить условия, при которых потери от испарения могут быть ликвидированы частично или полностью.

**Потери при малых "дыханиях".** В процессе малых "дыханий" часть жидкого нефтепродукта, испаряясь, превращается в газообразное состояние, тем самым как бы уменьшается объём, занимаемый нефтью, и увеличивается объём газового пространства резервуара. Но при практических расчётах можно пренебречь этим изменением газового пространства и принять  $V_1 = V_2 = V$ . Тогда уравнение (7.18) для подсчёта потерь при малых "дыханиях" в наземных резервуарах при изменении температуры газа на 1 °С примет вид:

$$G_{1M,д} = V \cdot \left( \frac{(P_A - P_{кв} - P_{y1})}{T_1} - \frac{(P_{\Phi} - P_{KB} - P_{y2})}{T_2} \right) \cdot \frac{P_y}{(P - P_y)} \cdot \frac{M_H}{P} \quad (7.21)$$

Уравнение представляет большой практический интерес с точки зрения оценки величины допускаемого избыточного давления в резервуаре ( $P_2$ ), при котором не будет потерь при малых "дыханиях". Приравняв к нулю уравнение (7.21) и преобразовав его, получим:

$$\frac{(P_A - P_{кв} - P_{y1})}{T_1} - \frac{(P_{\Phi} - P_{KB} - P_{y2})}{T_2} = 0 \quad (7.21)$$

С учётом (7.19):  $P_2 = (P_a + P_{кд}) \Rightarrow P_2 = P_{y2} + (P_a - P_{кв} - P_{y1}) \cdot \frac{T_2}{T_1}$

$$P_{к.д} = (P_A - P_{KB} - P_{y1}) \cdot \frac{T_2}{T_1} - (P_A - P_{y2}) \quad (7.23)$$

Для ориентировочных расчётов потери при малых "дыханиях" с 1 м<sup>3</sup> газового пространства резервуаров при изменении температуры газа на 1 °С составляют:

$$G_{1M,д} = \frac{C}{90}, \frac{кг}{м^3 \cdot C} \quad (7.24)$$

и при изменении атмосферного давления на 1 Па:

$$G_{p,м.д} = 0,44 \cdot C, \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{Па}). \quad (7.25)$$

Потери при больших "дыханиях" оцениваются исходя из определения, величина которых пропорциональна объёму закачанного в резервуар нефтепродукта. Для атмосферных резервуаров принимают допущение:  $P_1 = P_2 = P$ . Считается, что большие "дыхания" протекают за короткий промежуток времени и  $T_1 = T_2 = T$ . Тогда и  $C_1 = C_2 = C$ . Уравнение (7.17) примет вид:

$$G_{б.д} = (V_1 - V_2) \cdot C \cdot \frac{P}{T} \cdot \frac{M_H}{R} \quad (7.26)$$

где  $V_1 - V_2 - V_H$  - объём закачиваемой в резервуар нефти;

$\frac{P}{T} \cdot \frac{M_H}{R} = \rho_H$  - плотность паров нефти (бензиновых паров).  
 $T \quad R,$

Если резервуар рассчитан на какое-то избыточное давление, то в начале процесса большого "дыхания" часть паров будет сжиматься и газовое пространство резервуара уменьшится до  $V'_2$ . Сжатие газов будет происходить до тех пор, пока давление в газовом пространстве не станет больше  $P_2$ . Потери при больших "дыханиях" начнутся с объёма газового пространства  $V'_2 < V_1$ . Из резервуара уйдет объём паровоздушной смеси равный  $V_H - \Delta V$ , где  $V_H$  - объём закачиваемой в резервуар нефти, а  $\Delta V = V_1 - V'_2$  - часть объёма газового пространства резервуара, которая может быть заполнена нефтепродуктом без потерь при больших "дыханиях". Для определения величины  $V'_2$ , уравнение (7.18) приравняется к нулю и преобразуется с учётом  $T_1 = T_2 = T$ ;  $P_{y1} = P_{y2} = P_y$ ;  $P_1 = P_2 = P_{к.в}$ ;  $P_2 = P_a + P_{к.в}$ :

$$V_2^1 = V_1 \cdot \frac{(P_A - P_{кв} - P_{y1})}{(P_A - P_{кв} - P_{y2})} \cdot \frac{T_2}{T_1}, \quad V_2^1 = V_1 \cdot \frac{(P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)}, \quad \Delta V = V_1 - V'_2$$

$$\Delta V = V_1 \cdot \left( \frac{1 - (P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)} \right), \quad \Delta V = V_1 \cdot \left( \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \right) \quad (7.27)$$

Объём газов, выходящих из резервуара,  $V_r = V_H - \Delta V$ ,

$$V_r = V_H = V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \quad (7.28)$$

Вес паров нефтепродуктов, теряемых из резервуара при одном большом "дыхании" можно оценить с учётом известных соотношений:  $G_{Б.д} = (V_H - \Delta V) \cdot \rho \cdot C$ ,  $\rho_H = P \cdot M_H / T \cdot R$ ,  $C = P_y / P$ :

$$G_{Б.д} = \left( V_H - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \right) \cdot \frac{P_y}{T} \cdot \frac{M_H}{R}. \quad (7.29)$$

Уравнение (7.29) показывает, что с увеличением давления насыщения паров объем газов ( $V_r$ ), выходящих из резервуара при больших "дыханиях", уменьшается, а концентрация паров нефтепродукта ( $C$ ) увеличивается. Вероятно, что при определенном значении  $P'_y$  потери при больших "дыханиях" будут достигать максимума. Значение  $G_{\max}$  находится из условия:  $dG_{Б.д}/dP_y = 0$ :

$$V_H - V_1 \cdot (P_2 - P_1) \cdot \frac{P_2}{(P_2 - P_y)} = 0 \quad (7.30)$$

Отсюда

$$P_y = P_2 \cdot \left( 1 - \sqrt{\frac{V_1}{V_H} \cdot \left( 1 - \frac{P_1}{P_2} \right)} \right) \quad (7.31)$$

При полном заполнении резервуара можно принять  $V_H = V_1$ . Тогда

$$P_y = P_2 \cdot \left( 1 - \sqrt{1 - \left( 1 - \frac{P_1}{P_2} \right)} \right) \quad (7.32)$$

Подставив значение  $P'_y$  из (7.32) в (7.39), получим уравнение для определения максимальных потерь при больших "дыханиях".

$$G_{\max Б.д.} = V_1 \cdot (\sqrt{P_2} - \sqrt{(P_2 P_1)})^2 \cdot \frac{M_H}{R} \quad (7.33)$$

Избыточное давление в резервуаре, при котором не будет потерь при больших "дыханиях", можно получить, приравняв нулю уравнение (7.29):

$$\left( V_H - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \right) \cdot \frac{P_y}{T} \cdot \frac{M_H}{R} = 0 \quad , \quad V_H - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} = 0$$

$$P_2 = \frac{(V_1 \cdot P_1 - V_H \cdot P_y)}{(V_1 - V_H)}. \quad (7.34)$$

Рассмотрим пример. Определить потери нефти за одно малое и одно большое "дыхание" в стальном цилиндрическом вертикальном резервуаре объёма ( $V = 2157 \text{ м}^3$ ), заполненного на определенную часть. Среднее атмосферное давление  $P_a = 10^5 \text{ Па}$ , температура начала кипения нефти ( $t_{\text{НК}} = 46 \text{ }^\circ\text{C}$ ), среднемесячная температура воздуха ( $t_{\text{всп}} = 19 \text{ }^\circ\text{C}$ ), среднемесячная минимальная температура ( $t_{\text{в min}} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ ), амплитуда суточного колебания температуры газового пространства резервуара ( $\Delta t_r = 32 \text{ }^\circ\text{C}$ ), плотность нефти ( $\rho = 0,85 \text{ т/м}^3$ ).

**Решение.** Потери нефти в резервуаре при одном малом "дыхании" определим по формуле:

$$G_{\text{м.л}} = V \times P_A \times \left( \frac{1 - C_1}{T_1} - \frac{1 - C_2}{T_2} \right) \times \frac{C}{1 - C} \cdot \frac{M_H}{R}$$

Потери зависят от температуры  $T_1$  и  $T_2$  - соответственно min и max температуры в газовом пространстве резервуара, К:

$$T_1 = t_{\text{в}}^{\text{min}} = 15^\circ\text{C} + 273 = 288 \text{ К}$$

$$T_2 = t_r^{\text{min}} + \Delta t = 15 + 32 = 47 \text{ }^\circ\text{C} + 273 = 320 \text{ К}$$

Определим температуру верхнего слоя нефти,  $^\circ\text{C}$ :

$$t_{\text{в}}^{\text{min}} = t_n^{\text{cp}} - 0,3 \cdot \frac{\Delta t_r}{2} = 19 - 0,3 \cdot \frac{32}{2} = 14,2$$

$$t_{\text{в}}^{\text{max}} = t_n^{\text{cp}} + 0,3 \cdot \frac{\Delta t_r}{2} = 19 + 0,3 \cdot \frac{32}{2} = 23,8$$

Для этих температур, пользуясь графиком зависимости давления насыщенных паров нефти от температуры, определим давление насыщенных паров (рис. 7.6)  $\Rightarrow P_{y1} = 0,01068 \text{ МПа}$ ,  $P_{y2} = 0,019224 \text{ МПа}$ .

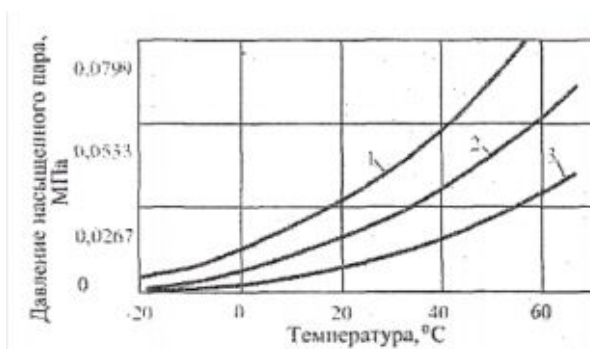


Рис. 7.6. Зависимость давления насыщенных паров нефтей от температуры средней плотности: 1-0,8 т/м<sup>3</sup>; 2-0,87 т/м<sup>3</sup>; 3-0,97 т/м<sup>3</sup>

Оценим параметры искомого уравнения: концентрацию паров нефти:

$$C_1 = \frac{P_{y1}}{P_a} = \frac{0,01068}{0,1} = 0,10068 \quad C_2 = \frac{P_{y2}}{P_a} = \frac{0,019224}{0,1} = 0,19224$$

$$C = \frac{C_1 + C_2}{2} = \frac{0,10068 + 0,19224}{2} = 0,14952$$

молекулярную массу нефти, кг/кмоль:  $M_H = 0,0043 (T_{ик} - 61)^{1,7}$ ,  
 $M_H = 0,0043 \cdot [(46 + 273) - 61]^{1,7} = 54,10$

Подставим указанные значения параметров в формулу для определения потери нефти при малом "дыхании", кг:

$$G_{м.л} = 0,25 \times 2157 \times 10^5 \cdot \left( \frac{1 - 0,1068}{288} - \frac{1 - 0,19224}{320} \right) \times \frac{0,14952}{1 - 0,14952} \cdot \frac{54,10}{8314} = 35,595$$

где  $R = 8314$  Дж/кмоль·К - универсальная газовая постоянная.

Определим потери нефти при одном большом "дыхании" для тех же условий.

$$G_{бд} = (V_1 - V_2) \cdot \frac{P_a}{T_r^{cp}} \times C \cdot \frac{M_H}{R}, \quad t_{гс}^{cp} = t_g^{cp} = 19$$

Определим давление насыщенных паров (МПа) при  $t = 19$  °С пользуясь рис. 7.6  $\Rightarrow P_y = 0,0128$ .

Средняя объёмная концентрация нефтяных паров в газовом пространстве резервуара:

$$C = \frac{P_y}{P_a} = \frac{0,0128}{0,1} = 0,128$$

Средняя температура в газовом пространстве:

$$t_z^{cp} = (t_z^{\max} + t_z^{\min}) / 2 = t_g^{cp} + (\Delta t_z - \Delta t_g) / 2,$$

$$\Delta t_g = 2 \cdot (t_g^{cp} - t_z^{\min}) = 2 \cdot (19 - 15) = 8, \quad t_z^{cp} = 19 + (32 - 8) / 2 = 31$$

Потери нефти за одно большое "дыхание" составят, кг:

$$G_{бд} = (V_1 - V_2) \cdot \frac{P_a}{T_r^{cp}} \times C \cdot \frac{M_H}{R} = 0,75 \times 2157 \cdot \frac{10^5}{31 + 273} \cdot 0,128 \cdot \frac{54,1}{8314} = 443,2$$

Методы снижения потерь УВ при испарении нефти в резервуарах условно можно разбить на три группы:

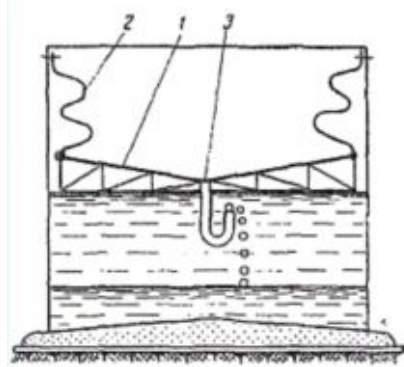


- методы, предупреждающие испарение нефти;
- методы, уменьшающие испарение;
- методы, основанные на сборе продуктов испарения нефти.

Потери нефтей при хранении их в негерметизированных резервуарах в большой степени зависят от испаряемости нефтей, то есть от способности их при данных температуре и давлении переходить в газообразное состояние. Чем больше в нефти лёгких фракций, тем больше испаряемость её и тем больше потери лёгких фракций при всех прочих равных условиях.

Для снижения потерь необходимо поддерживать в резервуаре давление, превышающее давление насыщенных паров нефти. Этим методом снижения потерь не всегда можно пользоваться, так как резервуары большого объёма не рассчитаны на избыточное давление выше  $1962 \text{ Н/м}^2$ . Успешно используется иной путь - уменьшение или сведение до минимума газового пространства резервуара. Такое уменьшение газового пространства достигается при помощи различного рода понтонов, плавающих крыш (рис. 7.7). Плавающие на поверхности нефти крыши почти полностью устраняют газовое пространство резервуаров и таким образом предотвращают потери лёгких фракций нефти от малых и больших "дыханий".

Их изготавливают из металла и пластмасс. Для уплотнения зазора между крышей и корпусом резервуара и предотвращения тем самым утечки лёгких фракций делаются специальные затворы из асбестовой ткани, пропитанной бензостойкой резиной, или из цветного металла.



*Рис. 7.7. Схема резервуара с плавающей крышей: 1 - плавающая крыша; 2 - затвор плавающей крыши; 3 - сифонная трубка для спуска на дно резервуара скопившейся на крыше воды*

Применение плавающих крыш наиболее эффективно на оперативных резервуарах, работающих с большим коэффициентом оборачиваемости, с частым процессом "наполнение-опорожнение". Сооружение плавающих крыш обходится дороже обычных крыш, однако разница в стоимости погашается в течение одного года экономией потерь лёгких фракций нефти.

Ливневые воды с поверхности крыши удаляются по водостокам с обратным сифоном 3 (рис. 7.6), представляющим

собой короткую вертикальную загнутую на конце трубку, погруженную в нефть.

Ко второй группе методов, уменьшающих испарение нефти в резервуарах, можно отнести защиту их от нагревания солнечными лучами. Известно, что солнечное тепло интенсивно поглощается телами, окрашенными в чёрный цвет. Поэтому резервуары должны покрываться лучеотражающими, светлыми красками с высоким коэффициентом отражения. Наиболее распространенными теплоотражающими красками являются белые и алюминиевые, причём белые краски значительно эффективнее алюминиевых (табл. 7.2).

Таблица 7.2

Показатели работы резервуаров, покрытых различными красками

Показатели, %	Окраска корпуса резервуара		
	Белая	Алюминиевая	Чёрная
Солнечная радиация, поглощённая резервуаром	59	88	100
Потеря газовой смеси	100	170	200
Потеря нефтепродукта	100	180	240

Окраска резервуаров является защитой и от атмосферной коррозии и краски должны быть стойкими к воздействию атмосферы.

К третьей группе методов снижения потерь нефти при хранении её в резервуарах относятся газоуравнительные системы. Газовые пространства резервуаров через систему газопроводов соединяются между собой. Работа резервуаров с такой обвязкой весьма эффективна тогда, когда газы из заполняемых резервуаров перетекают в опоражнивающиеся, и потери при больших "дыханиях" сводятся к нулю. Однако в связи с возможными трудностями осуществления синхронной работы системы резервуаров к ним обычно подключают резервуары-компенсаторы и резервуары с подъёмными крышами (рис. 7.8).

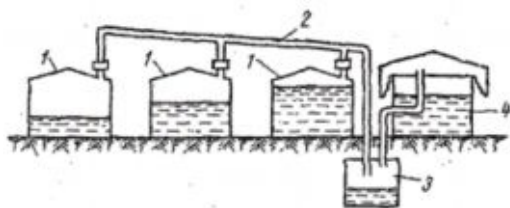


Рис. 7.8. Схема

газоуравнительной системы:

1 - резервуары; 2 - газопровод;

3 - конденсатосборник; 4 - резервуар-компенсатор

Из резервуаров 1, работающих несинхронно, излишний газ поступает по наклонному газопроводу 2 сначала в

конденсатосборник **3** (во избежание образования гидравлических и гидратных пробок), а затем в резервуар-компенсатор **4** с подъёмной крышей. В этот резервуар поступает избыток газов из газовых пространств резервуаров **1**, когда подача нефти в них превышает отпуск. И, наоборот, из резервуара-компенсатора газ поступает в резервуары **1**, когда отпуск нефти преобладает над поступлением. Системы автоматизированы.

### 7.3. Замер товарной нефти в резервуарах

Нефть, прошедшая термохимические установки, направляется в товарные парки, где повторно измеряется её объём и она передаётся то-варотранспортным организациям. Применяются **три метода учёта товарной нефти**: объёмный, массовый и объёмно-массовый.

Большие количества товарной нефти измеряют преимущественно объёмным методом с использованием в качестве мерных ёмкостей резервуары, в которые поступает и в которых хранится эта нефть. Каждый резервуар предварительно калибруют с интервалом через каждый сантиметр с тем, чтобы установить зависимость высоты (взлива  $H$ ) от объёма ( $V$ ). Результаты калибровки оформляются в виде калибровочной таблицы на каждый резервуар в отдельности. Калибровочная таблица является документом, на основании которого учитывается товарная нефть. Для измерения количества нефти объёмным способом выполняются следующие операции:

- измеряют высоту уровня нефти и высоту подтоварной воды;
- рассчитывают объём нефти при данных высотах уровней по калибровочной таблице;
- вносят поправки на температурные изменения.

Расчёты ёмкости резервуара производятся с большой точностью, до четвертого знака десятичных дробей.

Замер товарной нефти производится в единицах массы ( $t$ ) и определяется, как говорилось выше, по замерным таблицам резервуаров, дающим объёмную величину в  $m^3$  с последующим пересчётом в единицы массы. Для пересчёта объёмных количеств товарной нефти в массовые, в резервуар спускают пробоотборник и берут пробу, определяют плотность нефти, а затем умножают объём на плотность и получают массу нефти.

Определение уровня нефти в резервуаре и слоя подтоварной воды на практике называется замером, который должен производиться с точностью до миллиметра.

Уровни нефти и подтоварной воды в резервуарах большой вместимости определяются мерной лентой с миллиметровыми делениями и лотом по специальной методике. Лоты служат для натягивания мерных лент и для определения слоя подтоварной воды посредством прикрепляемой к ним водочувствительной ленты. Объём нефти в резервуаре определяется, как разность между полным объёмом, занятым нефтью, и объёмом подтоварной воды.

**Плотность нефти в резервуаре не является постоянной величиной** для всей массы жидкости. Поэтому определяют среднюю плотность всего объёма нефти, чтобы найти массу последней.

В верхних слоях резервуара температура нефти выше, чем в нижних. Содержание воды в нефти возрастает сверху вниз, и плотность будет изменяться согласно этой закономерности. Для точного определения средней плотности нефти необходимо правильно отбирать среднюю пробу, точно и своевременно измерять температуру и плотность этой пробы. Все эти операции производятся согласно ГОСТ 2517-60.

Наиболее распространен следующий порядок учёта нефти при приёмо-сдаточных операциях:

- измерение температуры пробы сразу же после её извлечения из резервуара;
- определение средней плотности нефти и приведение её к температуре +20 °С;
- определение содержания воды в отобранной средней пробе аппаратом Дина-Старка в массовых процентах.

После этих замеров, измеренный объём обводнённой нефти умножают на её среднюю плотность и получают **массу брутто**. Из данной массы вычитают массу воды, полученную умножением общей массы "влажной" нефти на массовый процент обводнённой нефти и получают массу нетто.

Ручной способ выполнения приёмо-сдаточных операций с товарной нефтью имеет недостатки:

- необходимо иметь сравнительно большой штат операторов и лаборантов по отбору и анализу проб из резервуаров;
- отбор проб и анализ их проводятся через определенные промежутки времени;
- на точность всех операций существенное влияние могут оказывать субъективные факторы со стороны лиц, осуществляющих приёмосдаточные операции товарной нефти.

Автоматизированная установка Рубин-2 (рис. 7.9), разработчик Октябрьский филиал ВНИИКАнефтегаз, предназначена для поточного измерения количества и качества по содержанию воды и солей товарной нефти, автоматического возврата некондиционной нефти на повторную подготовку и отбора средней пробы.

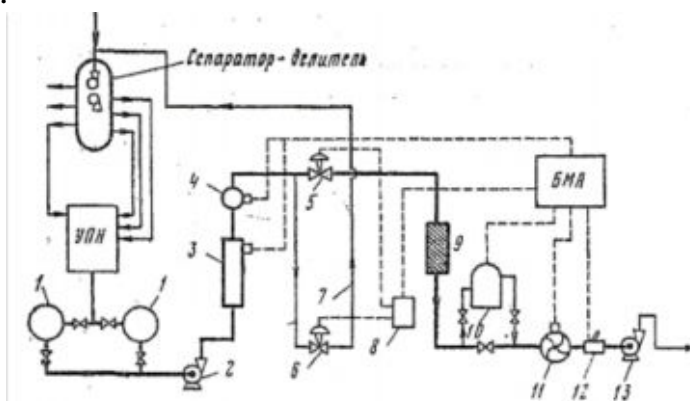


Рис. 7.9. Схема автоматизированной установки по замеру количества товарной нефти Рубин-2: 1 — попеременно работающие герметизированные резервуары; 2 — подпорный насос; 3 - влагомер; 4 — солемер; 5 и 6 - отсекатели; 7 — линия возврата некондиционной нефти; 8 - гидропривод; 9 -фильтр; 10 - радиоизотопный плотномер; 11 - турбинный расходомер; 12 — электр о термометр; 13 — насос внешней перекачки

Установка Рубин-2 работает следующим образом. Из установки подготовки нефти (УПН) нефть подается в попеременно работающие герметизированные резервуары **1**, из которых забирается подпорным насосом **2** и прогоняется по автоматическим влагомеру **3** и солемеру **4**. Если содержание воды и солей в нефти выше нормы, то выдается аварийный сигнал в блок местной автоматики (БМА), и, при помощи гидропривода, **8** отсекатель **5** перекрывает линию товарной нефти. Одновременно, отсекатель **6** открывает линию некондиционной нефти, которая возвращается по линии **7** в сепаратор-делитель, а затем на повторную подготовку в УПН.

Поток товарной нефти проходит фильтр **9**, затем радиоизотопный плотномер **10**, откуда поступает в турбинный расходомер **11**, в котором вращается турбинка с угловой скоростью, пропорциональной линейной скорости потока. Вращение турбинки преобразуется в электрические импульсы, которые поступают в БМА, в счётное устройство объёмного количества товарной нефти.

Затем величины объёмов товарной нефти автоматически умножаются на показания плотномера **10** с учётом температурной поправки, выдаваемой автоматическим термометром **12**, и фиксируются на расходомере **11**, установленном на лицевой панели блока. Основные показатели Рубина-2 следующие:

Максимальная пропускная способность, т/сут	10 000
Рабочее давление, МПа	2,45
Содержание воды не более, %	10
Температура нефти, °С	от +5 до +60
Вязкость нефти, сСт	100
Относительная погрешность измерения количества товарной нефти, % вес	0,5

В последние 10 лет научно-исследовательский институт Интроскопии при Томском политехническом университете разработали и внедряют информационно-измерительную систему БАЛАНС, предназначенную для автоматизации работы резервуаров, нефтебаз и АЗС.

#### 7.4. Промысловая перекачка и хранение газа

На разных этапах процесса подготовки продукции скважин в свободную фазу выделяется нефтяной газ, который является ценным источником УВ сырья, и его отделение предполагает следующие направления использования:

- для транспорта осушенных и обезжиренных газов с месторождений по МПП дальним потребителям;
- для подачи жирных газов на ГПЗ на маслоабсорбционные установки;
- для местного использования (подача сжатого газа в период компрессорной добычи нефти);
- для бытовых нужд;

В местах больших скоплений нефтяного газа строятся компрессорные станции (КС) различной производительности. Основное оборудование КС - компрессоры, сепараторы высокого давления, маслоотделители, холодильники.

Необходимость охлаждения газа обусловлена следующим: при компримировании газ нагревается. Это приводит к увеличению вязкости газа и затратам мощности на перекачку. Кроме того, увеличение температуры газа отрицательно влияет на состояние изоляции газопровода, вызывает дополнительные продольные напряжения в его стенке.

Газ охлаждают водой и воздухом. При его охлаждении водой используют различные теплообменные аппараты: кожухотрубные, оросительные, типа "труба в трубе", которые с помощью системы

трубопроводов и насоса подключены к устройствам для охлаждения воды. Данный способ охлаждения газа используется, как правило, совместно с поршневыми газомоторными компрессорами.

Наиболее широкое распространение получил способ охлаждения газа атмосферным воздухом. Для этой цели применяют аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа различных типов. Достоинствами АВО являются простота конструкции, надежность работы, отсутствие необходимости в предварительной подготовке хладагента (воздуха).

**При сжижении природного газа**, его объём при атмосферном давлении уменьшается примерно в 600-630 раз. Благодаря этому, можно значительно уменьшить диаметр трубопроводов для транспортировки больших объёмов газа, получив значительную экономию капиталовложений.

Метан становится жидкостью при атмосферном давлении, если его охладить до  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ . При давлении 5 МПа он останется жидкостью, если его температура не превысит минус  $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Таким образом, трубопроводный транспорт **сжиженного природного газа** (СПГ) возможен только при низких температурах. Принципиальная схема перекачки сжиженного природного газа приведена на рис. 7.10.

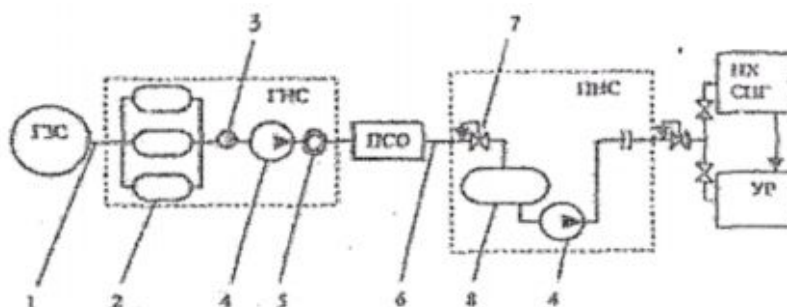


Рис. 7.10. Принципиальная схема перекачки сжиженного природного газа: 1 - подводный трубопровод; 2 — приёмные ёмкости; 3 - подпорная насосная; 4 — основная насосная; 5 — узел учёта; 6 - трубопровод; 7 — регулятор типа "до себя"; 8 - буферная ёмкость; ГЭС - головной завод сжижения; ГНС - головная насосная станция; ПСО - промежуточная станция охлаждения; ПНС - промежуточная насосная станция; ИХ СПГ - низкотемпературное хранилище СПГ; УР - установка регазификации

Газ с промыслов поступает на головной завод сжижения (ГЭС), где производится его очистка, осушка, сжижение и отделение неконденсирующихся примесей. Вблизи от ГЭС или даже непосредственно на его территории размещается головная насосная станция (ГНС). В её состав входят приёмные ёмкости 2, подпорная 3 и основная 4 насосные, а также узел учёта 5.

Ёмкости 2 служат для приема СПГ с завода, а также для хранения некоторого его запаса с целью обеспечения бесперебойности работы трубопровода. Как правило, на ГНС устанавливаются горизонтальные цилиндрические ёмкости высокого давления.

Исследования показали преимущество использования сжиженного природного газа по сравнению с компримированным (табл. 7.3).

Таблица 7.3

Сравнительная характеристика показателей КПГ и СПГ

Показатели	КПГ	СПГ
Запас газа, кг	75	75
Вместимость, л	400	175
Рабочее давление, МПа	20	0.75
Число ёмкостей	8	1
Масса, кг	740	85
Удельная металлоёмкость, кг	10	1.15

Перекачка сжиженных газов осуществляется центробежными насосами, но других типов, чем применяемые при перекачке нефти и нефтепродуктов. Благодаря малой вязкости СПГ, мощность, потребляемая насосами в этом случае меньше, чем при работе на воде. Но давление на входе в насосы должно быть значительно выше, чтобы предотвратить регазификацию СПГ.

**Перекачка** сжиженного природного газа осуществляется под давлением 4...5 МПа и при температуре минус 100... 120 °С. Чтобы предотвратить нагрев газа за счёт теплопритока от окружающей среды трубопроводы СПГ покрывают тепловой изоляцией, а вдоль трассы размещают промежуточные станции охлаждения (ПСО).

Промежуточные насосные станции (ПНС) располагаются на расстоянии 100...400 км друг от друга. Это, как правило, больше, чем при перекачке нефти и нефтепродуктов, так как СПГ имеет меньшую вязкость.

Центробежные насосы очень чувствительны к наличию газа в перекачиваемой жидкости. При его содержании более 2 % происходит срыв их работы, то есть перекачка прекращается.

Чтобы предотвратить регазификацию СПГ в трубопроводах поддерживают давление не менее, чем на 0,5 МПа превышающее давление упругости его паров при температуре перекачки. Для этого на входе в промежуточные насосные станции и в конце трубопровода устанавливают регуляторы давления 7 типа "до себя". Кроме того, для отделения газовой фазы, которая может



образоваться в нештатных ситуациях: снижение давления при остановках насосов, разрывах трубопровода и пр., перед насосами на насосных станциях устанавливают буферные ёмкости **8**. В конце трубопровода размещаются **низкотемпературное хранилище** (НХ СПГ) и установка регазификации (УР) сжиженного газа. Низкотемпературное хранилище служит для создания запасов СПГ, в частности, для компенсации неравномерности газопотребления. На установке регазификации СПГ газ переводится в газообразное состояние перед его отпуском потребителям.

По сравнению с транспортировкой природного газа в обычном состоянии при перекачке СПГ общие металлозатраты в систему, включая головной завод сжижения, низкотемпературное хранилище, установку регазификации, в 3...4 раза меньше. Кроме того, уменьшается расход газа на перекачку, вследствие низкой температуры снижается интенсивность коррозионных процессов.

Вместе с тем, данный способ транспортировки газа имеет и свои недостатки.

- для строительства линейной части и резервуаров применяются стали с содержанием никеля до 9 %, они сохраняют работоспособность в условиях низких температур перекачки, однако в 6 раз дороже обычной углеродистой стали;
- перекачка СПГ должна вестись специальными криогенными насосами;
- при авариях потери газа значительно больше, чем в случае его транспортировки по обычной технологии.

В сжиженном состоянии транспортируются этан, пропан, бутан и их смеси. Основным сырьем для производства сжиженных УВ газов являются попутный нефтяной газ. Название сжиженного УВ газа принимают по наименованию компонентов, оставляющих большую его часть. Сведения о давлении упругости насыщенных паров некоторых индивидуальных УВ приведены в табл. 7.3.

Таблица 7.3

Зависимость давления упругости насыщенных паров углеводородов от температуры

Температура, °С	Давление упругости паров, МПа			
	Этан	Пропан	Изобутан	н-бутан
0	2,43	0,48	0,16	0,12
10	3,08	0,65	0,23	0,17
20	3,84	0,85	0,31	0,24

30	4,74	1,09	0,42	0.32
----	------	------	------	------

Из анализа значений табл. 7.3 видно, что условия сохранения СУГ в жидком состоянии значительно менее жесткие. Даже при 20 °С для сохранения жидкого состояния пропана достаточно поддерживать давление всего 0,85 МПа. По этой причине сжиженные УВ газы, как правило, транспортируют при температуре окружающей среды. Соответственно, отпадает необходимость в спецсталих для изготовления труб, резервуаров, оборудования, тепловой изоляции, промежуточных станциях охлаждения. Поэтому трубопроводы СУГ значительно дешевле трубопроводов СПГ.

С другой стороны, компоненты СУГ тяжелее воздуха. Поэтому при регазификации данные газы занимают положение у поверхности земли, создавая взрывоопасную среду. Этим определяется высокая потенциальная опасность трубопроводов СУГ, когда даже небольшая утечка способна привести к трагическим последствиям.

Расходование газа в условия промысла потребителями, как правило, неравномерное и колеблется в течении суток, недели и года.

В часы приготовления и потребления пищи (рис. 7.11) расходование газа выше, чем в другое время суток. В выходные дни расход газа выше, чем в будни. Зимой расход газа всегда больше, чем летом, когда выключается отопительная система. Поскольку газ по газопроводу подаётся в одном и том же количестве, исходя из среднечасового расхода, то в одни периоды времени (днём, в выходные дни) возможно возникновение его нехватки, а в другие (ночью, в будни) - появляется избыток газа.

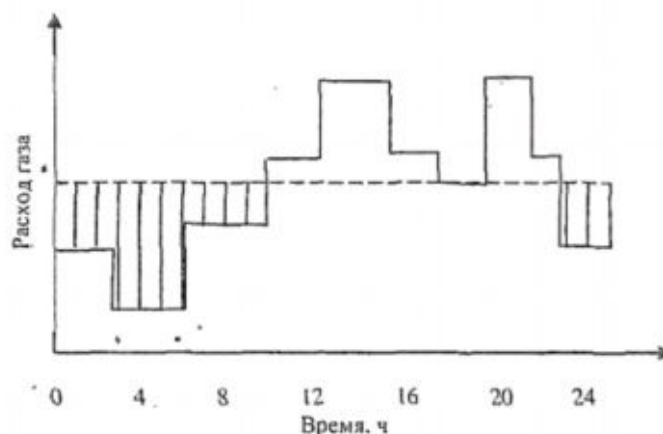


Рис. 7.11. График суточного потребления газа

- - среднесуточный расход газа;
- - фактический расход газа;
- - избыток газа;.

□□□□ - нехватка газа:

Чтобы газоснабжение потребителей было надёжным, избыток газа необходимо где-то аккумулировать с тем, чтобы выдавать его в газовую сеть в периоды пикового газопотребления. Для компенсации неравномерности потребления газа в течение суток, недели широко используется метод его аккумулирования в последнем участке газопровода. В принципе газопровод представляет собой протяжённую ёмкость большого геометрического объёма. Чем больше давление, тем больше газа она вмещает. Увеличивая противодавление в конце газопровода в периоды пониженного газопотребления, можно накапливать газ в трубопроводе, не прекращая при этом его перекачки.

#### 7.4.1. Хранилища сжиженных углеводородных газов

Сжиженные углеводородные газы **хранят в стальных резервуарах**, подземных хранилищах шахтного типа и в соляных пластах.

Стальные резервуары бывают горизонтальные цилиндрические и сферические, а в зависимости от способа установки - надземные, подземные и с засыпкой (рис. 7.12). Горизонтальные цилиндрические резервуары имеют объём 25, 50, 100, 160, 175 и 200 м<sup>3</sup>.

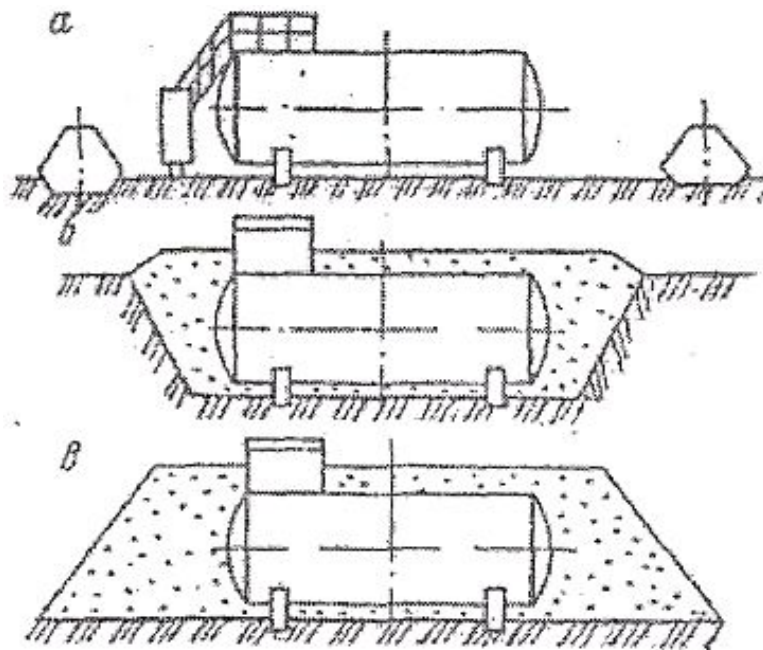


Рис. 7.12. Схемы установки цилиндрических резервуаров: а - надземный резервуар; б - подземный резервуар; в - резервуар с засыпкой

Каждый резервуар оборудован запорной арматурой, термометром, указателем уровня жидкой фазы, предохранительным клапаном, сигнализатором предельного уровня, вентиляционным люком и люком для внутреннего осмотра резервуара.

Надземная установка резервуаров наиболее дешева, но давление в них изменяется в соответствии с температурой окружающей среды: растёт днём и уменьшается ночью. Подземная установка резервуаров обеспечивает стабильность температуры и соответственно давления в них, но требует дополнительных затрат. Близкий результат достигается, если резервуар установить над землёй и присыпать грунтом, но он дешевле подземной установки. Размещаются горизонтальные цилиндрические резервуары группами.

Сферические резервуары по сравнению с цилиндрическими требуют меньшего расхода металла на единицу объёма ёмкости, благодаря меньшей площади поверхности и меньшей толщине стенки резервуара.

Сферические резервуары рассчитаны на давление 1,8 МПа, имеют объём до 4000 м<sup>3</sup> и толщину стенки до 34 мм. Устанавливаются они только на поверхности земли.

#### 7.4.2. Хранение газа в газгольдерах

Для компенсации суточной неравномерности газопотребления используют **газгольдеры высокого и низкого давления** - сосуды специальной конструкции.

**Газгольдерами** называют сосуды большого объёма, предназначенные для хранения газов под давлением. Различают газгольдеры низкого (4000 Па) и высокого (от  $7 \cdot 10^4$  до  $30 \cdot 10^4$  Па) давления.

В газгольдерах первого типа рабочий объём является переменным, а давление газа в процессе наполнения или опорожнения изменяется незначительно. Они бывают мокрые и сухие. **Мокрые газгольдеры** состоят из двух основных частей (рис. 7.13, а) - вертикального цилиндрического резервуара **1**, заполненного водой (неподвижная часть) и колокола **2**, помещенного внутри резервуара и представляющего собой цилиндр, открытый снизу и имеющий сферическую кровлю (подвижная часть). Для облегчения перемещения колокола служат ролики **3**. Закачка и отбор газа осуществляются по газопроводу **4**.

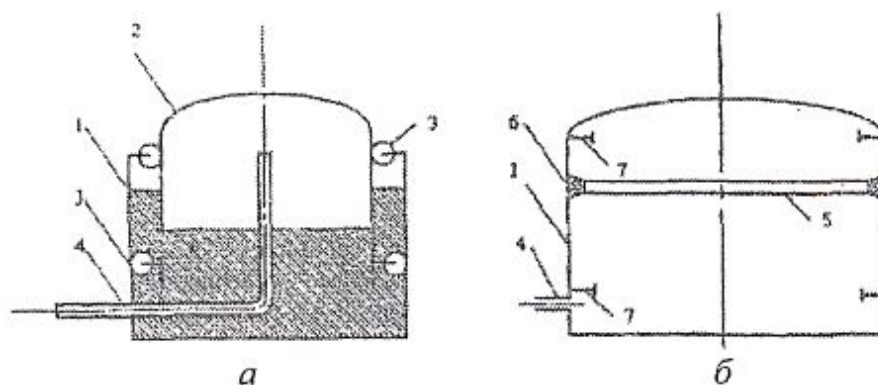


Рис. 7.13. Принципиальная схема газгольдеров низкого давления:  
*а* - мокрый; *б* - сухой; 1 - резервуар; 2 — колокол; 3 -ролики; 4 - газопровод;  
 5 - шайба; 6 - уплотнение; 7 - ограничитель хода

Принцип работы мокрого газгольдера следующий. При закачке газа в газгольдер давление под колоколом возрастает и вода частично вытесняется в кольцевое пространство между резервуаром и колоколом. Она играет роль гидравлического уплотнения. Как только давление газа превысит нагрузку, создаваемую массой колокола, последний начинает перемещаться вверх, освобождая объём для новых количеств газа. При опорожнении газгольдера давление газа под колоколом уменьшается и он опускается.

Для более полного использования объёма колокола его высота должна быть равна высоте резервуара. У газгольдеров большого (свыше 6000 м<sup>3</sup>) объёма, подвижную часть разбивают на несколько звеньев, вкладывающихся друг в друга подобно телескопу. Чтобы избежать перекосов при перемещении подвижных частей, а также для восприятия горизонтальных нагрузок (например, ветровых) к резервуару крепят направляющие, по которым перемещаются ролики, закреплённые в верхней части колокола (на рис. не показаны).

**Сухие газгольдеры** (рис. 7.13, б) состоят из вертикального корпуса цилиндрической или многогранной формы с днищем и кровлей, внутри которого находится подвижная шайба (поршень), снабжённая специальным уплотнением. Принцип работы сухого газгольдера аналогичен работе паровой машины. Под давлением газа, подаваемого под шайбу, она поднимается вверх до определенного предела, а при отборе газа - опускается вниз, поддерживая своей массой постоянное давление в газгольдере. Сухие газгольдеры менее надежны, чем мокрые, но и менее металлоёмки.

Недостатком газгольдеров низкого давления является то, что они обладают относительно низкой аккумулялирующей способностью.

Газгольдеры высокого давления имеют неизменный геометрический объём, но давление в них по мере наполнения или опорожнения изменяется. Хотя геометрический объём газгольдеров этого класса много меньше объёма газгольдеров низкого давления, количество хранимого в них газа может быть значительным, благодаря высокому давлению. Так, если в мокром газгольдере объёмом  $100 \text{ м}^3$  под давлением  $4000 \text{ Па}$  можно хранить  $104 \text{ м}^3$  газа, то в газгольдере с давлением  $1,6 \text{ МПа}$  того же геометрического объёма -  $1700 \text{ м}^3$ , то есть почти в 17 раз больше.

Газгольдеры высокого давления бывают цилиндрические и сферические. Цилиндрические газгольдеры (рис. 7.14) имеют геометрический объём от  $50$  до  $270 \text{ м}^3$ . У всех газгольдеров внутренний диаметр равен  $3,2 \text{ м}$ . Различаются они лишь длиной цилиндрической части - обечайки **1**. С обеих сторон к обечайке приварены днища **2**, имеющие вид полусферы. Для контроля за давлением газа в газгольдере используются манометры **3**. Газгольдер устанавливается на фундамент **4** горизонтально, либо вертикально.

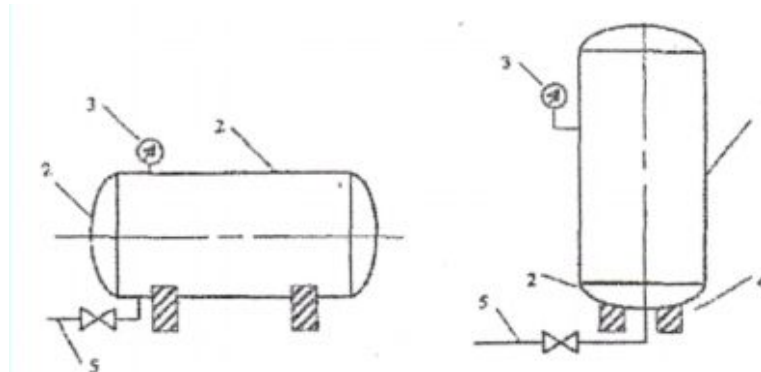


Рис. 7.14. Цилиндрические газгольдеры высокого давления: а — горизонтальный; б — вертикальный

Цилиндрические газгольдеры рассчитаны на давление от  $0,25$  до  $2 \text{ МПа}$ . Толщина их стенки может достигать  $30 \text{ мм}$ .

**Сферические газгольдеры** в нашей стране имеют геометрический объём от  $300$  до  $4000 \text{ м}^3$  и толщину стенки от  $12$  до  $34 \text{ мм}$ . Сферическая форма сосуда для хранения газа под высоким давлением является наиболее выгодной по металлозатратам и общей стоимости. Монтируют сферические газгольдеры из отдельных лепестков, раскроенных в виде апельсиновых долек, а также из верхнего и нижнего днищ, имеющих форму шарового сегмента. Опоры газгольдеров выполняют в виде цилиндрического стакана из железобетона со стальным опорным кольцом или в виде стоек-колонн, прикрепленных к шару по экваториальной линии и связанных между собой системой растяжек.

### 7.4.3. Подземные газохранилища

На газгольдеры расходуется слишком много стали и требуются значительные площади для их установки. В условиях промыслов они применяются редко. На крупных месторождениях хранение газа осуществляют с помощью подземных хранилищ, удельный расход металла на сооружение которых в 20...25 раз меньше.

**Подземным газохранилищем (ПХГ)** называется хранилище газа, созданное в горных породах.

Первое в мире ПХГ было сооружено на базе истощенного газового месторождения в провинции Онтарио (Канада) в 1915 г. В нашей стране первое подземное газохранилище - Башкатовское ПХГ на западе Оренбургской области - было введено в эксплуатацию в 1958 г.

**Широкое использование хранилищ в истощённых нефтегазовых месторождениях** объясняется минимальными дополнительными затратами на оборудование ПХГ, поскольку саму ловушку с проницаемым пластом природа уже "изготовила". Принципиальная схема подземного газохранилища приведена на рис. 7.15.

Газ из газопровода **1** по газопроводу-отводу **2** поступает на компрессорную станцию **4**, предварительно пройдя очистку в пылеуловителях **3**. Сжатый и нагревшийся при компримировании газ очищается от масла в сепараторах **5**, охлаждается в градирне (или АВО) **6** и через маслоотделители **7** поступает на газораспределительный пункт (ГРП) **8**. На ГРП осуществляется распределение газа по скважинам. Давление закачиваемого в подземное хранилище газа достигает 15 МПа. Для закачки, как правило, используются газомотокомпрессоры.

При отборе газа из хранилища его дросселируют на ГРП **8**, производят очистку и осушку газа в аппаратах **9**, **10**, а затем после замера количества расходомером **11** возвращают в газопровод **1**. Если давление газа в подземном хранилище недостаточно высоко, его предварительно компримируют и охлаждают (на рис. 7.15 не показано).

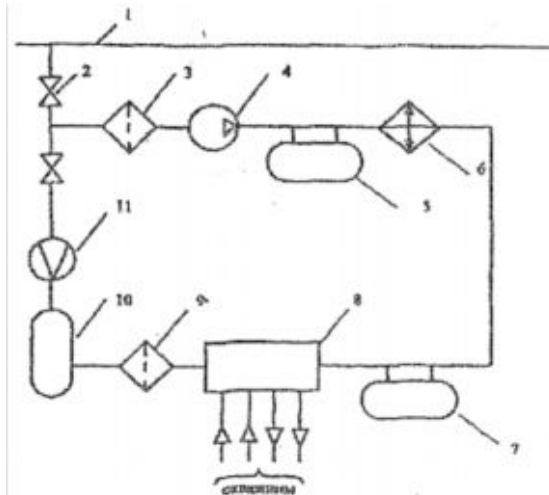


Рис. 7.15. Принципиальная схема наземных сооружений ПХГ:  
 1— магистральный газопровод; 2 — газопровод-отвод; 3,9 - пылеуловители;  
 4 - компрессорная станция; 5 - сепаратор; 6 - холодильник (градирня);  
 7 - маслоотделитель; 8 - газораспределительный пункт; 10 - установка  
 осушки газа; 11 -расходомер

Очистка газа от пыли, окалины и частиц масла перед его закачкой в хранилище имеет очень большое значение, так как в противном случае засоряется призабойная зона и уменьшается приёмистость скважин.

Оптимальная глубина, на которой создаются подземные газохранилища, составляет от 500 до 800 м. Это связано с тем, что с увеличением глубины возрастают затраты на обустройство скважин. С другой стороны, глубина не должна быть слишком малой, так как в хранилище создаются достаточно высокие давления.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Лурье М. В., Макаров С. П. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 300 с.
3. Лурье М. В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 348 с.
4. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела. – Уфа: ООО "Дизайн ПолиграфСервиз", 2001. – 544 с.
5. Алиев Р. А., Белоусов В. Д., Немудров А. Г. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
6. Гужов А. И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1973. – 280 с.
7. Байков Н. М., Позднышев Г. Н., Мансуров Р. И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1981. – 261 с.
8. Сбор и подготовка скважинной продукции: Электронный справочник серии «Черное золото». – Томск: Некоммерческий фонд им. профессора А. В. Аксарина, 2003. – 8,5 МБ.
9. Куликов В. Д., Шбиёв А. В., Яковлев А. Е., Антипьев В. Н. Промысловые трубопроводы. – М.: Недра, 1994. – 298 с.

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1. СВОЙСТВА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН, ВЛИЯЮЩИЕ НА ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ.....	5
1.1. Состав нефти.....	6
1.2. Свойства нефти.....	10
1.3. Свойства воды.....	26
1.4. Свойства газа .....	31
1.5. Свойства газожидкостной нефтяной системы.....	52
2. НЕФТЯНЫЕ ДИСПЕРСНЫЕ СИСТЕМЫ.....	63
2.1. Современные представления структуры нефтяных систем.....	63
2.1.1. Частицы базовой коллоидной дисперсности нефтяных сред.....	65
2.1.2. Ассоциативные взаимодействия частиц .....	71
2.1.3. Модели структуры ассоциатов.....	73
2.2. Структурная организация ассоциатов в нефтяных системах.....	77
3. ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА.....	83
3.1. Товарная характеристика нефти и газа.....	83
3.2. Подходы к системам подготовки скважинной продукции .....	86
УПН.....	88
3.3. Существующие системы сбора скважинной продукции.....	91
3.4. Предварительное разделение продукции скважин.....	99
3.4.1. Сепарация.....	100
3.4.2. Предварительное отделение воды.....	109
3.5. Обезвоживание нефти .....	115
3.6. Обессоливание.....	143
3.7. Промысловая подготовка воды.....	155
3.8. Промысловая подготовка газа.....	166
3.8.1. Очистка газа от механических примесей.....	167
3.8.2. Осушка газа.....	169
3.8.3. Очистка газа от сероводорода .....	174
3.8.4. Очистка от углекислого газа.....	175
4. ПРОМЫСЛОВЫЙ ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ.....	177
4.1. Классификация трубопроводов.....	177
4.2. Принципы проектирования трубопроводного транспорта нефти .....	178
4.3. Гидравлический расчёт простых трубопроводов .....	182
4.4. Гидравлические расчеты сложных трубопроводов.....	192
4.4.1. Гидравлический расчет трубопровода I категории. ....	193
4.4.2. Гидравлический расчет трубопровода II категории. ....	194
4.4.3. Гидравлический расчет трубопровода III категории.....	196
4.5. Расчет неизотермического движения жидкости.....	200
5. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ГАЗА.....	206
5.1. Гидравлический расчет простых газопроводов.....	209
5.2. Расчет сложного газопровода.....	216
6. ПРОМЫСЛОВЫЕ ОСЛОЖНЯЮЩИЕ ПРОЦЕССЫ .....	218
6.1. Отложения парафинов.....	218
6.1.2. Состав парафиновых отложений.....	223
6.1.3. Температурный режим промысловых трубопроводов .....	225
6.1.4. Методы борьбы с отложениями парафинов.....	228

6.2. Коррозионные разрушения .....	232
6.2.1. Теоретические основы процесса электрохимической коррозии.....	234
6.2.2. Факторы коррозионного разрушения.....	237
6.2.3. Защита трубопроводов от коррозии.....	241
6.3. Особенности коррозии в условиях Западной Сибири.....	249
6.4. Коррозионные разрушения резервуаров.....	252
6.5. Образования гидратных пробок в газопроводах .....	259
7. ПРОМЫСЛОВОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА .....	265
7.1. Оборудование стальных резервуаров .....	267
7.2. Предотвращение потерь нефти при хранении ее в резервуарах .....	271
7.3. Замер товарной нефти в резервуарах .....	282
7.4. Промысловая перекачка и хранение газа.....	285
7.4.1. Хранилища сжиженных углеводородных газов .....	290
7.4.2. Хранение газа в газгольдерах .....	291
7.4.3. Подземные газохранилища.....	294
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	296