

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
Инженерно-физический факультет

Ю.А. Гужель

ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие



Благовещенск

2021

ББК 35

Г 93

Печатается по решению

редакционно-издательского совета

инженерно-физического факультета

Амурского государственного

университета

Гужель Ю.А.

Промысловая подготовка нефти и газа: Учебное пособие / Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2021. – 115 с.

В учебном пособии рассмотрены физико-химические основы и технология основных процессов подготовки пластовой нефти на промысле. Рассмотрены системы внутрипромыслового сбора нефти, газа и воды на нефтяных и газовых месторождениях; техника и технология подготовки нефти и газа к транспорту. Освещены вопросы обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти. Описаны абсорбционный и адсорбционный способы осушки газа и подготовка газа методом низкотемпературной сепарации.

Материал изложен применительно к программе курса «Промысловая подготовка нефти и газа» для студентов, обучающихся по направлению «Химическая технология».

В авторской редакции

Рецензенты:

И.В. Бибик, к.т.н., доцент кафедры безопасности жизнедеятельности и природообустройства Дальневосточный ГАУ

Н.А. Фролова, к.т.н., доцент кафедры безопасности жизнедеятельности АмГУ.

© Амурский государственный университет, 2021

© Гужель, Ю. А., автор

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
ГЛАВА 1 ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПОДГОТОВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ	6
ГЛАВА 2 НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ	8
2.1 Формы залегания нефтяной залежи	8
2.2 Свойства продуктивных пластов	11
2.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов	13
ГЛАВА 3 ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА	20
3.1 Разработка месторождений	20
3.2 Устройство нефтяной скважины	24
3.3 Способы добычи нефти	27
3.4 Методы воздействия на нефтяные пласты	35
ГЛАВА 4 ПОДГОТОВКА НЕФТИ. СИСТЕМА ПРОМЫСЛОВОГО СБОРА И ПОДГОТОВКИ	41
4.1 Физико-химические требования к товарной нефти	41
4.2 Система промыслового сбора и подготовки	46
ГЛАВА 5 ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	54
5.1 Технологическая схема установки предварительного сброса воды	54
5.2 Технологическая схема установки подготовки нефти	55
ГЛАВА 6 СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ	59
6.1 Общие сведения	59
6.2 Вертикальные сепараторы	60
6.3 Горизонтальные сепараторы	62
6.4 Устройство и принцип действия основных типов сепараторов	65
6.4.1 Гидроциклонные сепараторы	65
6.4.2 Сепараторы с предварительным отбором газа	68

6.4.3 Трехфазные сепараторы	70
ГЛАВА 7 ОБЕЗВОЖИВАНИЕ И ОБЕССОЛИВАНИЕ НЕФТИ	72
7.1 Нефтяные эмульсии	72
7.2 Природные эмульгаторы и деэмульгаторы	76
7.3 Методы разрушения нефтяных эмульсий	79
7.4 Аппараты для обезвоживания нефти	83
7.4.1 Резервуары-отстойники	83
7.4.2 Отстойники	85
7.4.3 Подогреватели-деэмульгаторы	86
7.4.4 Электродегидраторы	88
ГЛАВА 8 СТАБИЛИЗАЦИЯ НЕФТИ	92
8.1 Необходимость утилизации легких углеводородов	92
8.2 Технологическая схема установки стабилизации нефти	93
ГЛАВА 9 СБОР И ПОДГОТОВКА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ	96
9.1 Системы сбора и транспортирования продукции газовых скважин	96
9.2 Требования к качеству товарного газа	99
9.3 Явление гидратообразования	100
ГЛАВА 10 МЕТОДЫ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА	103
10.1 Абсорбционный способ осушки углеводородных газов	104
10.2 Абсорбционный способ отбензинивания углеводородных газов	107
10.3 Очистка газов от механических примесей	109
Библиографический список	113

Введение

Нефть и газ являются основными видами энергетических ресурсов.

Нефть представляет собой маслянистую жидкость, состоящую из углеводородов и гетероатомных соединений сложного химического состава. Основными химическими элементами, входящими в состав нефти являются углерод и водород. В различных количествах присутствуют сера, азот, кислород, металлы.

Природный газ в основном состоит из метана, содержание которого достигает 98 %.

Обустройство промыслов и их реконструкцию в настоящее время необходимо проводить с учетом максимального снижения экономических затрат и эксплуатационных расходов, так как в общем объеме капитальных вложений на разработку, эксплуатацию, транспортировку и переработку нефти и газа значительная доля приходится на обустройство промыслов, создание систем сбора и транспорта нефти и газа от скважин к пунктам сбора.

При проектировании и строительстве систем нефтегазосбора необходимо учитывать последние достижения науки и техники с целью сокращения потерь нефтяного газа и нефти. Необходимо внедрять прогрессивные системы отделения нефти от воды, так как наблюдается значительное обводнение пластов.

В последние годы разрабатываются новые системы сбора и транспорта нефти и газа на месторождениях с учетом специфики разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Разработаны и используются герметизированные системы сбора нефти и газа, когда осуществляется совместный транспорт нефти и газа в двухфазных и однофазных состояниях на относительно большие расстояния.

Глава 1 Цель и задачи подготовки углеводородного сырья

Нефть поступает из недр земли по специально пробуренным до нефтяных продуктивных пластов эксплуатационным скважинам.

В процессе добычи вместе с нефтью поднимаются на поверхность различные механические примеси (частицы породы, цемента, который попадает в скважину из-за трубного пространства), вода и минеральные соли в виде кристаллов в нефти и раствора в воде.

Примерно 60-75 % всей нефти добывается в обводненном состоянии.

При извлечении смеси нефти с пластовой водой образуется эмульсия, которую следует рассматривать как механическую смесь двух нерастворимых жидкостей (нефти и воды). Содержание в нефти воды приводит к увеличению транспортных расходов в связи с возрастающими объемами перекачиваемой жидкости. Помимо этого, увеличивается вязкость смеси, что затрудняет переработку углеводородного сырья. Присутствие в нефти даже 0,1 % воды приводит к интенсивному ее вспениванию в ректификационных колоннах, нарушая технологию переработки.

Содержание в нефти водных растворов минеральных солей приводит к внутренней коррозии трубопроводов.

Наличие в нефти механических примесей помимо чрезвычайного износа оборудования затрудняет переработку нефти, повышает зольность мазутов и гудронов, образует отложения в холодильных печах и теплообменниках, что приводит к быстрому выходу из строя этого оборудования вследствие снижения коэффициента теплопередачи. Механические примеси являются причинами образования трудноразделимых эмульсий.

В пластовой нефти содержится большое количество легких фракций углеводородов, которые при снижении давления переходят в газовую фазу. Эту часть углеводородов называют нефтяным (попутным) газом, растворенным в нефти.

Попутный газ – это углеводороды от этана до пентана; он является ценным сырьем, из которого получают спирты, синтетический каучук, растворители, жидкие моторные топлива, удобрения и искусственное волокно и другие продукты органического синтеза. Поэтому следует стремиться исключить потери легких фракций.

Природный газ, поступающий на поверхность, содержит в своем составе достаточно большое количество воды, жидких углеводородов (конденсата) и механических примесей. Кроме того, в газе могут присутствовать компоненты, опасные для здоровья людей или вызывающие ускоренную коррозию труб и газоиспользующего оборудования, такие как сероводород и окись углерода.

В природном газе содержится азот, который является балластным.

Присутствие твердых частиц в газе приводит к быстрому износу соприкасающихся с газом деталей компрессоров, арматуры газопроводов, портит контрольно-измерительные приборы. Твердые частицы, скапливаясь на отдельных участках газопровода, сужают его поперечное сечение так же, как и жидкие частицы, осевшие в пониженных участках трубопровода.

Примеси оказывают корродирующее воздействие на трубопровод, арматуру и приборы. Влага при определенных давлении и температуре приводит к образованию гидратов, выпадающих в газопроводе в виде твердых кристаллов. Гидратные пробки могут полностью закупорить трубопровод.

Сероводород является высокотоксичным и корродирующим компонентом. При промышленном использовании газа содержащийся в нем сероводород отрицательно сказывается на качестве выпускаемой продукции.

Углекислый газ снижает теплоту сгорания газа.

Поэтому перед подачей в магистральный трубопровод углеводородов из них удаляют воду, очищают от механических и вредных примесей.

Глава 2 Нефтяные залежи и месторождения

2.1 Формы залегания нефтяных залежей

Нефть насыщает поры, трещины и пустоты в горных породах в недрах Земли. Естественное скопление нефти в недрах называется нефтяной залежью. Нефтяные залежи, как правило, содержат газообразные соединения, которые могут находиться как в свободном состоянии, так и в растворенном состоянии в нефти. Поэтому нефтяная залежь по существу является нефтегазовой. Газообразные соединения составляют основу попутного нефтяного газа.

В недрах имеются также чисто газовые и газоконденсатные залежи. В газоконденсатных залежах помимо газа в порах пласта содержится некоторый объем жидких соединений – конденсата.

Совокупность залежей нефти или газа, расположенных на одном участке земной поверхности, представляет собой нефтяное или газовое месторождение.

Промышленные залежи нефти и газа обычно встречаются в осадочных породах, имеющие большое количество крупных пор.

Осадочные породы образовались в результате осаждения органических и неорганических веществ на дне водных бассейнов и поверхности материков.

Характерный признак осадочных горных пород – их слоистость. Они сложены, в основном, из почти параллельных слоев (пластов), отличающихся друг от друга составом, структурой, твердостью и окраской. На месторождении могут быть от одного до нескольких десятков нефтяных или газовых пластов. Если на одной площади всего одна залежь – то месторождение и залежь равнозначны и такое месторождение называется однопластовым. В остальных случаях месторождения многопластовые.

Поверхность, ограничивающая пласт снизу, называется подошвой, сверху – кровлей. Пласты осадочных пород могут залегать не только горизонтально, но и в виде складок вследствие горных процессов. Изгиб

пласта, направленный выпуклостью вверх, называется антиклиналью, вниз – синклиалью. Соседние антиклиналь и синклиаль образуют полную складку. Размеры антиклинали в среднем составляют: длина 5-10 км, ширина 2-3 км, высота 50-70 м.

В России почти 90 % разведанных залежей нефти и газа находятся в антиклиналях.

По проницаемости горные породы делятся на проницаемые (коллекторы) и непроницаемые (покрышки). Коллекторы – породы, которые могут вмещать, пропускать и отдавать жидкости и газы.

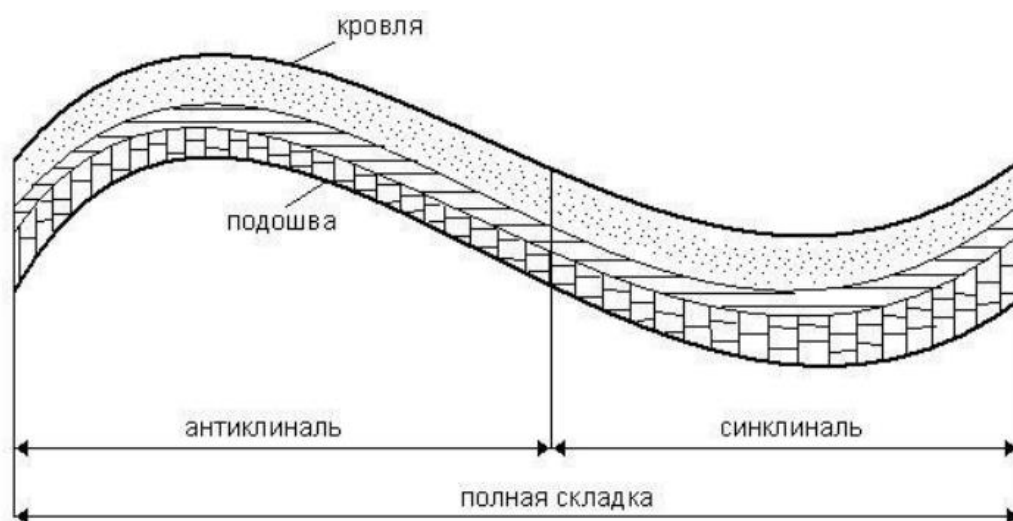


Рис. 1. Схема полной складки пласта

Различают следующие типы коллекторов: поровые (пески, песчаники), кавернозные (имеющие полости – каверны, образовавшиеся за счет растворения солей водой), трещиноватые (имеющие микро- и макротрещины в непроницаемых породах, например, известняки) и смешанные.

Покрышки – практически непроницаемые породы (обычно глины).

Для формирования крупных скоплений нефти и газа необходимо выполнение ряда условий: наличие коллекторов, покрышек, а также пласта особой формы, попав в который нефть и газ оказываются как бы в тупике (ловушке). Скопление нефти и газа происходит вследствие их миграции в коллекторах из области высоких в область низких давлений вдоль покрышек.

Различают следующие основные типы ловушек: антиклинальная, тектонически экранированная, стратиграфически экранированная и литологически экранированная. Тектонически экранированная ловушка образуется вследствие тектонических движений и вертикальных смещений земной коры. Стратиграфически экранированная ловушка образуется вследствие перекрытия коллекторов более молодыми непроницаемыми отложениями. Литологически экранированная ловушка образуется при окружении линз проницаемых пород непроницаемыми породами. Попав в ловушку, нефть, газ и вода расслаиваются.

Нефтяные залежи чаще всего встречаются в антиклинальных ловушках, схема которой представлена на рис. 2. Геометрические размеры залежи определяются по ее проекции на горизонтальную плоскость.

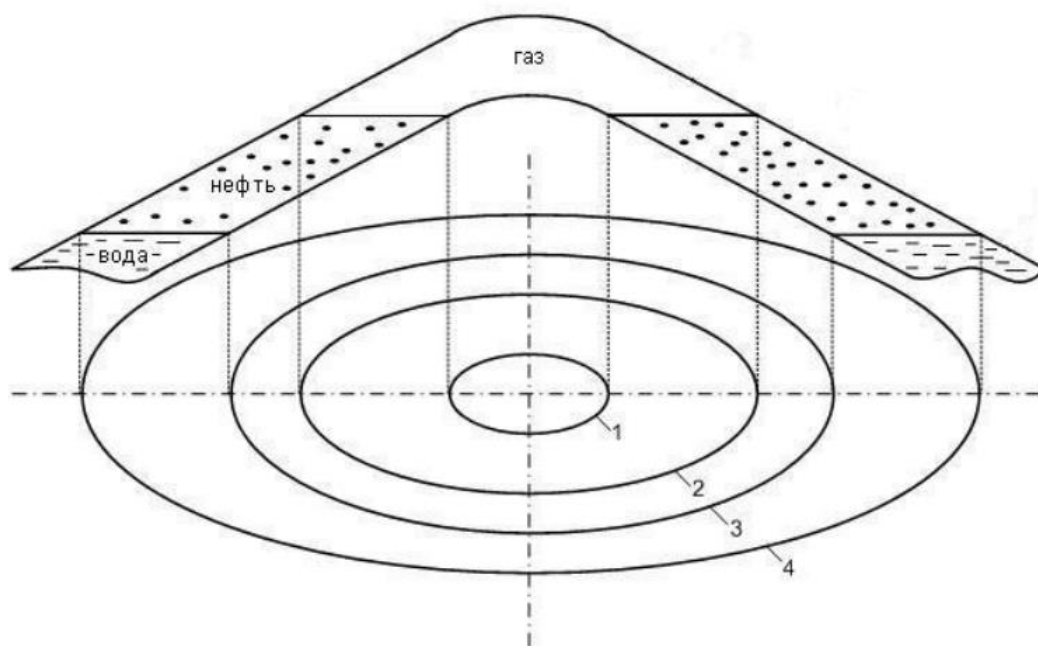


Рис.2. Схема нефтяной залежи антиклинального типа:

- 1 – внутренний контур газоносности; 2 – внешний контур газоносности;
3 – внутренний контур нефтеносности; 4 – внешний контур нефтеносности.

Поверхность раздела газа и нефти – газонефтяной контакт.

Поверхность раздела нефти и воды – водонефтяной контакт. Линия пересечения поверхности газонефтяного контакта с подошвой пласта – это внутренний контур газоносности, с кровлей – внешний контур газоносности. Линия пересечения поверхности водонефтяного контакта с подошвой пласта

– внутренний контур нефтеносности, с кровлей – внешний контур нефтеносности.

Кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой пласта – это толщина пласта. Расстояние по большой оси ее между крайними точками внешнего контура нефтеносности – длина залежи. Расстояние по малой оси между крайними точками внешнего контура нефтеносности – ширина залежи. Расстояние по вертикали от подошвы залежи до ее наивысшей точки – мощность залежи.

Обычным спутником нефти в нефтяных залежах являются пластовые воды, которые обычно находятся в пониженных частях пласта.

Пластовые воды, находящиеся в нижней части продуктивных пластов, называются подошвенными, объем которых обычно в десятки и сотни раз больше нефтяной части. Пластовые воды, простирающиеся на большие площади за пределами залежи, называются краевыми.

В нефтегазовой части пластов вода удерживается в виде тонких слоев на стенках пор и трещин за счет адсорбционных сил. Эта вода при эксплуатации залежи остается неподвижной и называется остаточной или связанной. Ее содержание составляет примерно от 10 до 30 % от суммарного объема пор в нефтяных месторождениях и до 70 % в газовых месторождениях.

Если в пласте есть свободный газ, то он будет в верхней части пласта в виде газовой шапки.

Раздел между газом, нефтью и водой в нефтяных залежах или между газом и водой в чисто газовых залежах представляет собой сложную переходную область. Из-за подъема воды за счет капиллярных сил в порах пород четкого раздела воды и нефти не существует и содержание воды по вертикали изменяется от 100 % до 30 % и более в повышенных частях залежи. Высота этой зоны составляет от 3 до 5 метров и более.

2.2 Свойства продуктивных пластов

1. Способность пород вмещать воду, жидкие и газообразные углеводороды определяется их пористостью, то есть наличием в них пустот, пор. Каналы, образуемые порами, делятся на 3 группы:

- крупные (сверхкапиллярные), диаметром более 0,5 мм;
- капиллярные, диаметром от 0,0002 до 0,5 мм;
- субкапиллярные, диаметром до 0,0002 мм.

Отношение суммарного объема пор к общему объему породы называется коэффициентом полной пористости (то же, что и порозность).

Часть пор в породе являются закрытыми, то есть изолированными друг от друга, что делает невозможным миграцию через них нефти, газа и воды. Поэтому используют коэффициенты открытой и эффективной пористости. Коэффициент открытой пористости – это отношение объема пор, сообщающихся между собой, к общему объему породы. Коэффициент эффективной пористости – это отношение объема пор, по которым возможно движение жидкости и газа, к общему объему породы.

2. Проницаемость породы – это способность пропускать через себя жидкости и газы. Проницаемость пород характеризуется коэффициентом проницаемости. Единица измерения Дарси: $1Д = 1 м^2$

Чем выше проницаемость пластов, тем выше дебиты скважин. При разработке месторождений в порах одновременно движутся нефть, газ, вода или их смеси. Проницаемость среды меняется в зависимости от соотношения этих компонентов. Поэтому для характеристики проницаемости пород введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.

Абсолютная проницаемость – это проницаемость породы для какой-то одной фазы (воды, нефти или газа), которой и заполнена эта порода. Эффективная (фазовая) проницаемость – это проницаемость породы только для одной фазы (нефти, воды или газа) при одновременной фильтрации многофазной смеси. Относительная проницаемость породы – отношение эффективной проницаемости к абсолютной.

3. Удельная поверхность породы – суммарная площадь поверхности частиц, приходящаяся на единицу объема породы ($\text{м}^2/\text{м}^3$). От удельной поверхности зависит проницаемость пород, содержание остаточной воды и нефти.

4. Упругость пласта – способность пласта изменять свой объем при изменении давления. До начала разработки пласт находится под давлением вышележащих пород (горное давление) и противодействующим ему давлением насыщающих пласт нефти, газа, воды (пластовое давление). При отборе нефти и газа пластовое давление снижается, и под действием горного давления объем пласта и пор уменьшаются. Это приводит к дополнительному выталкиванию нефти и газа из пор.

5. Нефтенасыщенность – запасы нефти в пласте. Оценивается коэффициентом нефтенасыщенности – это доля объема пор, заполненных нефтью. Аналогично определяется газо- или водонасыщенность пласта.

2.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Отношение объема газа V_{Γ} , выделяющегося из пластовой нефти в результате ее однократного разгазирования до атмосферного давления при температуре $+ 20^{\circ}\text{C}$, к объему оставшейся сепарированной нефти $V_{\text{кон}}$ называется газосодержанием нефти Γ_o ($\text{м}^3/\text{м}^3$):

$$\Gamma_o = \frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{кон}}} \quad (1)$$

Газосодержание нефти еще называют газовым фактором, может измеряться также в м^3 на 1 т разгазированной нефти.

Коэффициент растворимости – количество газа, растворяющегося в единице массы или объема нефти при увеличении давления на 1 атм. С увеличением молярного веса газа коэффициент растворимости возрастает.

Удаление газа из нефти приводит к снижению объема. Отношение объема нефти в пластовых условиях к объему после полной дегазации называется объемным коэффициентом нефти b :

$$b = \frac{V_{\text{нач}}}{V_{\text{кон}}} \quad (2)$$

Для нефти в пластовых условиях объемный коэффициент в первом приближении можно определить по формуле:

$$b = 1 + 0,003 \cdot \Gamma_0 \quad (3)$$

Обычно объемный коэффициент нефти находится в пределах от 1,08 до 1,5, но иногда, при большом газовом факторе, может достигать величины 3,5 и выше.

Для пластовой воды объемный коэффициент находится в пределах от 0,99 до 1,06.

С объемным коэффициентом связана усадка нефти – это процент уменьшения объема пластовой нефти после дегазации:

$$u = \frac{V_{\text{нач}} - V_{\text{кон}}}{V_{\text{нач}}} \cdot 100\% = \left(1 - \frac{1}{b}\right) \cdot 100\% \quad (4)$$

Жидкие нефть и вода уменьшают свой объем под действием давления, что характеризуется коэффициентом сжимаемости, который определяется как отношение изменения объема жидкости к произведению ее первоначального объема на изменения давления:

$$\beta = \frac{\Delta V}{V_{\text{нач}} \cdot \Delta P} \quad (5)$$

Коэффициент сжимаемости для воды составляет $(4-5) \cdot 10^{-5} 1/\text{МПа}$, для дегазированной нефти $(4-7) \cdot 10^{-4} 1/\text{МПа}$.

Плотность нефти зависит от ее химического состава, температуры, давления, количества растворенного газа. Чем больше в нефти смолисто-асфальтовых веществ и серы, тем выше плотность и тем темнее цвет. С повышением давления плотность нефти увеличивается. С повышением температуры и количества растворенных газов плотность уменьшается.

Плотность разгазированной нефти при давлении 1 атм и температуре $+20^\circ\text{C}$ обычно находится в пределах $750-940 \text{ кг/м}^3$

Плотность нефти с растворенным в ней газом определяется по уравнению:

$$\rho_{\text{нг}} = \frac{1}{b} (\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} + \Gamma_0) \quad (6)$$

где $\rho_{\text{нг}}$ – плотность нефти с растворенным газом, кг/м^3 ;

b – объемный коэффициент нефти;

ρ_n – плотность нефти при 20°C и 1 атм, кг/м³;

ρ_g – плотность попутного нефтяного газа при 20°C и 1 атм, кг/м³;

Γ_o – газосодержание нефти, м³/м³

Плотность разгазированной нефти при температуре, отличной от 20°C, рассчитывается по формуле:

$$\rho_t = \frac{\rho_n}{1 + \alpha_n \cdot (t - 20)} \quad (7)$$

где ρ_t – плотность нефти при расчетной температуре t , кг/м³;

ρ_n – плотность нефти при 20°C и 1 атм, кг/м³;

t – расчетная температура, °C;

α_n – коэффициент термического расширения нефти, 1/°C.

Если плотность нефти находится в пределах 780-860 кг/м³, коэффициент термического расширения определяется по уравнению:

$$\alpha_n = 2,638 \cdot (1,169 - 0,001 \cdot \rho_n) \cdot 0,001 \quad (8)$$

При плотности нефти в пределах 860-960 кг/м³

$$\alpha_n = 1,975 \cdot (1,272 - 0,001 \cdot \rho_n) \cdot 0,001 \quad (9)$$

Вязкость нефти зависит от температуры, давления, химического состава и количества растворенных газов так же, как и плотность. С увеличением температуры вязкость нефти уменьшается, с увеличением давления увеличивается. Чем больше высокомолекулярных углеводородов (смола, асфальтенов) в нефти, тем больше вязкость.

В инженерных расчетах обычно применяют динамическую и кинематическую вязкость.

Единицей измерения динамической вязкости μ может быть паскаль в секунду (Па·с), миллипаскаль в секунду (мПа·с), пуаз (П), сантипуаз (сП), которые взаимосвязаны следующим образом:

$$1 \text{ П} = 0,1 \text{ Па}\cdot\text{с}$$

$$1 \text{ П} = 100 \text{ сП}$$

$$1 \text{ сП} = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

Кинематическая вязкость ν – отношение динамической вязкости нефти к ее плотности при той же температуре:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (10)$$

Единицей измерения кинематической вязкости может быть квадратный метр на секунду ($\text{м}^2/\text{с}$), стокс (Ст), сантистокс (сСт):

$$1 \text{ Ст} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$$

$$1 \text{ Ст} = 100 \text{ сСт}$$

$$1 \text{ сСт} = 1 \text{ мм}^2/\text{с} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

Зная значения динамической вязкости при температурах 20 и 50°C, можно определить вязкость при другой температуре по уравнению:

$$\log \mu_t = \log \mu_{20} \cdot \left(\frac{\log \mu_{50}}{\log \mu_{20}} \right)^{\frac{t-20}{30}} \quad (11)$$

где μ_t – динамическая вязкость при расчетной температуре t , мПа·с;

μ_{20} – динамическая вязкость при температуре 20°C, мПа·с;

μ_{50} – динамическая вязкость при температуре 50°C, мПа·с;

t – расчетная температура, °C.

Если известно только одно экспериментальное значение динамической вязкости нефти при температуре t_0 , то значение ее при другой температуре t можно определить по формуле:

$$\mu_t = \frac{1}{C} \cdot (C \cdot \mu_{t_0})^\chi \quad (12)$$

где μ_t – динамическая вязкость нефти при температуре t , мПа·с;

μ_{t_0} – динамическая вязкость нефти при температуре t_0 , мПа·с;

χ – показатель степени:

$$\chi = \frac{1}{1 + \alpha \cdot (t - t_0) \cdot \log(C \cdot \mu_{t_0})} \quad (13)$$

где α и C – эмпирические коэффициенты.

Если вязкость нефти до 10 мПа·с, то $C=1000$, $\alpha=0,76 \cdot 10^{-3}$

Если вязкость нефти от 10 и выше мПа·с, то $C=100$, $\alpha=1,44 \cdot 10^{-3}$

При отсутствии экспериментальных данных динамическую вязкость можно определить по плотности нефти. Если плотность нефти находится в пределах 845-924 кг/м³:

$$\mu = \left[\frac{0,658 \cdot \rho^2}{10^3 \cdot 886 - \rho^2} \right]^2 \quad (14)$$

Если плотность находится в пределах 780-845 кг/м³:

$$\mu = \left[\frac{0,456 \cdot \rho^2}{10^3 \cdot 833 - \rho^2} \right]^2 \quad (15)$$

где μ – динамическая вязкость нефти при 20°C, мПа·с;

ρ – плотность разгазированной нефти 20°C, кг/м³

Пластовая нефть из-за наличия растворенных газов имеет вязкость значительно ниже (иногда в 10-20 раз), чем разгазированная нефть.

Средняя молекулярная масса большинства нефтей оставляет 200-300 кг/кмоль. Молекулярную массу разгазированной нефти можно рассчитать по формуле:

$$M = 0,2 \cdot \rho \cdot \mu^{0,11} \quad (16)$$

где M – молекулярная масса нефти, кг/кмоль;

ρ – плотность нефти при 20°C, кг/м³;

μ – динамическая вязкость нефти при 20°C, мПа·с

Молекулярная масса пластовой нефти (насыщенной газом) определяется следующим образом. Если $\mu_{\text{НГ}}$ менее 1,5 мПа·с:

$$M_{\text{НГ}} = 0,157 \cdot \rho_{\text{НГ}} \cdot \mu_{\text{НГ}}^{0,267} \quad (17)$$

Если $\mu_{\text{НГ}}$ от 1,5 мПа·с и более:

$$M_{\text{НГ}} = 0,172 \cdot \rho_{\text{НГ}} \cdot \mu_{\text{НГ}}^{0,136} \quad (18)$$

где $M_{\text{НГ}}$ – молекулярная масса нефти, насыщенной газом, кг/кмоль;

$\rho_{\text{НГ}}$ – плотность газонасыщенной нефти, кг/м³;

$\mu_{\text{НГ}}$ – динамическая вязкость газонасыщенной нефти, мПа·с.

Или по следующим формулам:

$$M_{\text{НГ}} = M_{\text{Н}} \cdot \frac{1 + \Gamma_0 \cdot \frac{\rho_{\text{Г}}}{\rho_{\text{Н}}}}{1 + \Gamma_0 \cdot \frac{\rho_{\text{Г}} \cdot M_{\text{Н}}}{\rho_{\text{Н}} \cdot M_{\text{Г}}}} \quad (19)$$

$$M_{\text{нг}} = 44,3 \cdot \frac{\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} \cdot \Gamma_0}{1030 - \rho_{\text{н}} + 1,845 \cdot \Gamma_0} \quad (20)$$

где $\rho_{\text{н}}$ и $\rho_{\text{г}}$ – плотность нефти и газа, кг/м³;

$M_{\text{н}}$ – молекулярная масса разгазированной нефти, кг/кмоль;

$M_{\text{г}}$ – молекулярная масса газа, кг/кмоль.

Теплоемкость нефти определяется по формуле:

$$c = \frac{107,325}{\sqrt{\rho}} \cdot (496,8 + t) \quad (21)$$

где c – теплоемкость нефти, Дж/(кг·К);

ρ – плотность нефти при 20°C, кг/м³;

t – расчетная температура, °C.

Пластовые воды нефтяных месторождений – это неотъемлемая часть продукции скважин и представляют собой сложные многокомпонентные системы.

Количество пластовой воды в продукции скважин по мере разработки месторождений постепенно увеличивается и может достигать до 95% и более.

Под минерализацией пластовых вод понимают содержание растворенных минеральных солей. Минерализация измеряется в г/л и по ее степени пластовые воды делятся на 4 группы:

пресные (до 1 г/л),

солончатые (1-10 г/л),

соленые (10-50 г/л),

рассолы (более 50 г/л).

В состав солей входит в основном хлорид натрия NaCl, содержание которого в суммарном объеме может достигать 80-90% масс. и более. О количестве растворенных солей можно судить по плотности воды.

Плотность пластовой воды в зависимости от ее минерализации рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{пв}} = \rho_{\text{в}} + 0,7647 \cdot S \quad (22)$$

где $\rho_{\text{пв}}$ – плотность пластовой воды, кг/м³;

$\rho_{\text{в}} = 998,3 \text{ кг/м}^3$ – плотность дистиллированной воды при 20°C ;

S – содержание солей в растворе, кг/м^3 (г/л).

Газ, извлекаемый вместе с нефтью, называется попутным нефтяным газом. Он состоит из предельных парафиновых углеводородов от метана CH_4 до гексана C_6H_{14} и выше (иногда до декана $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$).

Чем больше в попутном нефтяном газе метана и этана, тем он легче. В зависимости от суммарного количества углеводородов от пропана и выше (C_{3+}) нефтяные газы делятся на тощие и жирные. Тощий газ содержит C_{3+} менее 60 г/м^3 , жирный – более $60\text{-}70 \text{ г/м}^3$.

Кроме парафиновых углеводородов попутный нефтяной газ, как правило, содержит диоксид углерода CO_2 , молекулярный азот N_2 , пары воды. В зависимости от месторождения, в попутном газе могут присутствовать также сероводород H_2S , инертные газы гелий He и аргон Ar .

Геологические запасы нефти в залежи – это объем нефти, залегающий в порах пласта:

$$G = F \cdot h_{\text{эф}} \cdot \varepsilon_{\text{эф}} \cdot m \cdot \frac{\rho_{\text{н}}}{1000} \cdot \frac{1}{b} \quad (23)$$

где G – геологические запасы нефти, т;

F – площадь нефтеносности, м^2 ;

$h_{\text{эф}}$ – эффективная мощность пласта, м;

$\varepsilon_{\text{эф}}$ – коэффициент эффективной пористости породы;

m – коэффициент нефтенасыщенности пласта;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти при нормальных условиях, кг/м^3 ;

b – объемный коэффициент нефти.

Промышленные запасы нефти – это объем нефти, извлекаемый при наиболее полном и рациональном использовании современных технологий.

Коэффициент нефтеотдачи – это отношение количества добытой нефти из пласта к ее геологическим запасам.

Глава 3 Извлечение нефти из пласта

3.1 Разработка месторождений

Процесс добычи включает три этапа.

1. Движение нефти и газа по пласту к скважинам благодаря искусственно создаваемой разности давлений в пласте и на забоях скважин. Это комплекс мероприятий, предусматривающих определенный порядок размещения скважин на месторождении, очередность их бурения и ввода в эксплуатацию, установление и поддержание определенного режима их работы. Этот этап называется разработкой нефтяных и газовых месторождений.

2. Движение нефти и газа от забоев скважин до их устьев на поверхности. Этот этап называется эксплуатацией нефтяных и газовых скважин.

3. Сбор продукции скважин и подготовка нефти и газа к транспорту. На этом этапе нефть с разных скважин собирается, производится отделение пластовой воды, попутного нефтяного газа, механических примесей, солей. Вода затем подготавливается для закачки обратно в пласт для поддержания пластового давления. Попутный нефтяной газ, как правило, направляется на газоперерабатывающий завод.

Потенциальная энергия нефтяного пласта

Любая залежь обладает потенциальной энергией, которая в процессе разработки переходит в кинетическую энергию и расходуется на вытеснение нефти и газа из пласта. Запас потенциальной энергии создается:

1. Напором краевых (контурных) вод, которые, действуя на поверхность водонефтяного контакта, создают давление в нефти и газе, способствующее заполнению пор пласта.

2. Напором газовой шапки, которая также действует на поверхность газонефтяного контакта.

3. Энергией растворенного газа, выделяющегося из нефти при снижении давления, что способствует сохранению начального пластового

давления в дальнейшем на некотором уровне. Уменьшение количества нефти в пласте приводит к тому, что этот объем занимает газ, и нефть находится под действием неизменного давления. И только когда выделение газа из нефти не будет успевать за отбором нефти, начнется снижение давления в пласте.

4. Энергией, которой обладают сжатые нефть, вода и вмещающая их порода. Это действие упругих сил. По мере разработки месторождения происходит некоторое снижение пластового давления, нефть, вода, порода разжимаются и замедляют темп падения давления.

5. Силой тяжести, которая обеспечивает сток нефти из повышенных частей пласта в пониженные, где расположены забои.

Режимы работы залежей

В зависимости от источника пластовой энергии, обуславливающего перемещение нефти по пласту к скважинам, различают пять основных режимов работы залежей:

1. Жестководонапорный. Источник энергии – напор подошвенных (краевых) вод. Ее запасы пополняются за счет атмосферных осадков и источников поверхностных водоемов. Поступающая в пласт вода полностью замещает отбираемую нефть. Контур нефтеносности непрерывно перемещается и сокращается.

В начальный период давление в пласте настолько велико, что скважины фонтанируют. Но отбор нефти не следует производить слишком быстро, иначе темп притока воды будет отставать от темпа отбора нефти и давление в пласте будет падать.

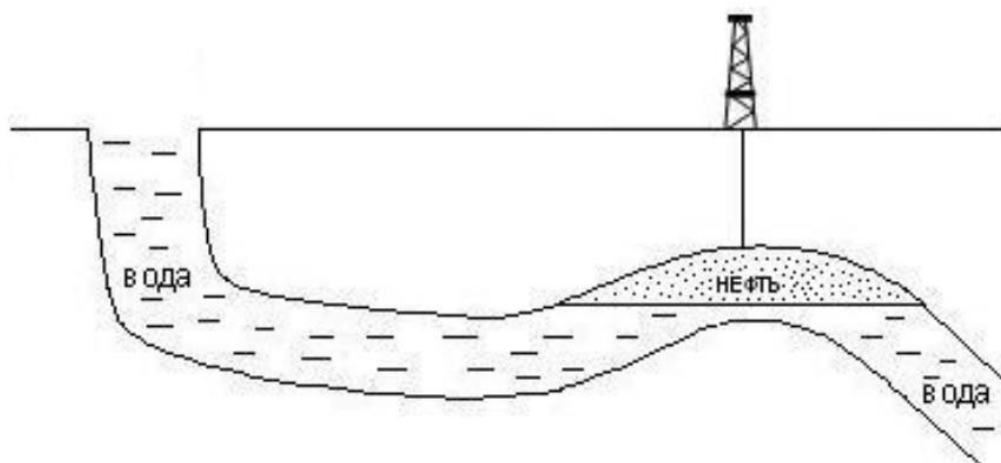


Рис. 3. Схема жестководонапорного режима работы залежи

Когда краевые воды достигают забоя скважин, находящихся в наиболее высоких частях пласта, вместо нефти пойдет вода, эксплуатацию этих скважин прекращают.

2. Упруговодонапорный режим. Основной источник пластовой энергии – упругие силы воды, нефти и самих пород, сжатых в недрах под действием горного давления. По мере извлечения нефти давление в пласте падает, снижается и дебит скважин.

Отличительная особенность этого режима заключается в том, что водоносная часть пласта значительно больше нефтеносной. Границы водоносной части отстоят от контура нефтеносности на 100 км и более.

3. Газонапорный режим. Источник энергии для вытеснения нефти – давление газа, сжатого в газовой шапке.

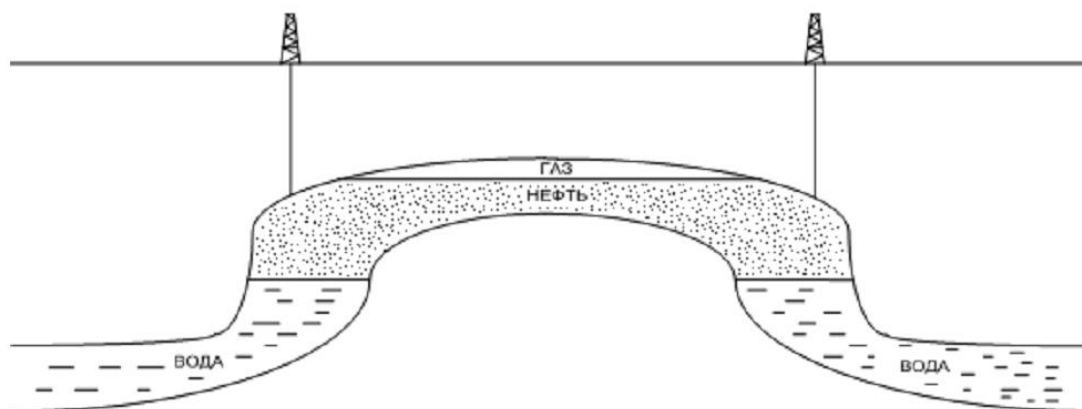


Рис. 4. Схема газонапорного режима работы залежи

Газ, выделяющийся из нефти, мигрирует вверх, пополняя газовую шапку и оттесняя нефть в пониженную часть залежи. Чем больше размер газовой шапки, тем дольше снижается давление в ней. По мере понижения уровня газонефтяного контакта происходит прорыв газа к скважинам, находящимся ближе к контуру газоносности, и их эксплуатация прекращается, иначе расходование энергии расширения газа будет нерациональным.

4. Режим растворенного газа. Источник энергии – давление газа, растворенного в нефти.

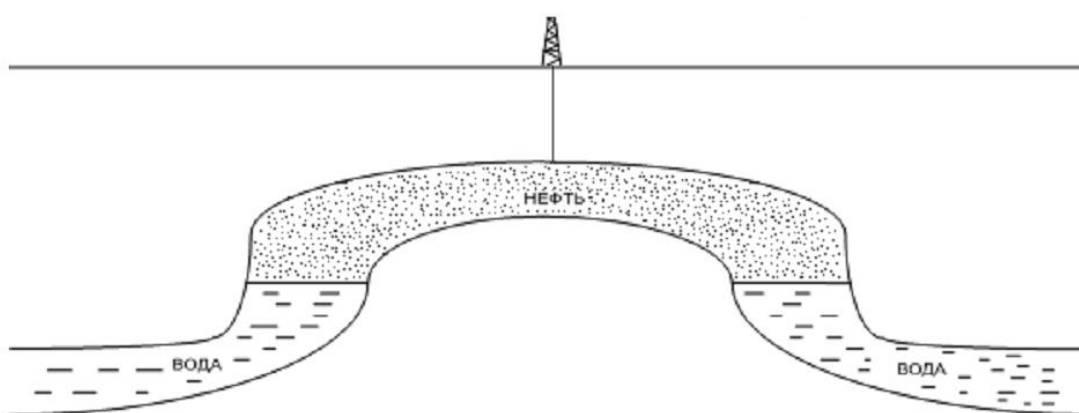


Рис. 5. Схема работы залежи в режиме растворенного газа

По мере снижения пластового давления газ из растворенного состояния переходит в свободное. Расширяясь, пузырьки газа выталкивают нефть к забоям скважин. Дебит и пластовое давление при этом режиме непрерывно снижаются.

5. Гравитационный режим. Когда давление в пласте снизилось до атмосферного, нефть не содержит газа, она стекает в скважину под действием силы тяжести и откачивается механизированным способом.

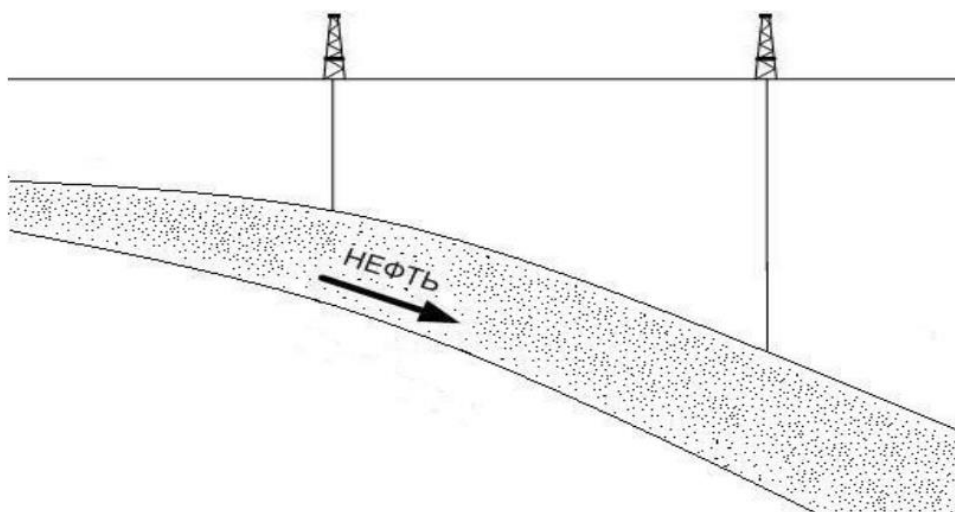


Рис. 6. Гравитационный режим работы залежи

Различают напорно-гравитационный режим и режим со свободным зеркалом нефти. Первый наблюдается при высокой проницаемости пород и крутом наклоне пласта. Дебит в данном случае может быть высокий. Второй режим наблюдается у пологих пластов с плохой проницаемостью. Нефть в этом случае собирается с площади, находящейся в зоне расположения скважины, дебит скважин низкий.

Если в залежи нефти одновременно действуют различные движущие силы, то такой режим ее работы называется смешанным.

При разработке газовых месторождений гравитационный режим и режим растворенного газа отсутствуют.

В любом случае, потенциальная энергия пласта не обеспечивает полноты отбора нефти из залежи. Этому препятствуют силы трения, силы поверхностного натяжения, капиллярные силы.

3.2 Устройство нефтяной скважины

Процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород называется бурением. Скважиной называют горную выработку круглого сечения, сооружаемую без доступа в нее людей, у которой длина во много раз больше диаметра.

Верхняя часть скважины, расположенная на земле, называется устьем, дно скважины забоем, боковая поверхность стенкой, а пространство,

ограниченное стенкой, стволом скважины (рис. 7). Длина скважины – это расстояние от устья до забоя по оси ствола, а глубина – проекция длины на вертикальную ось.

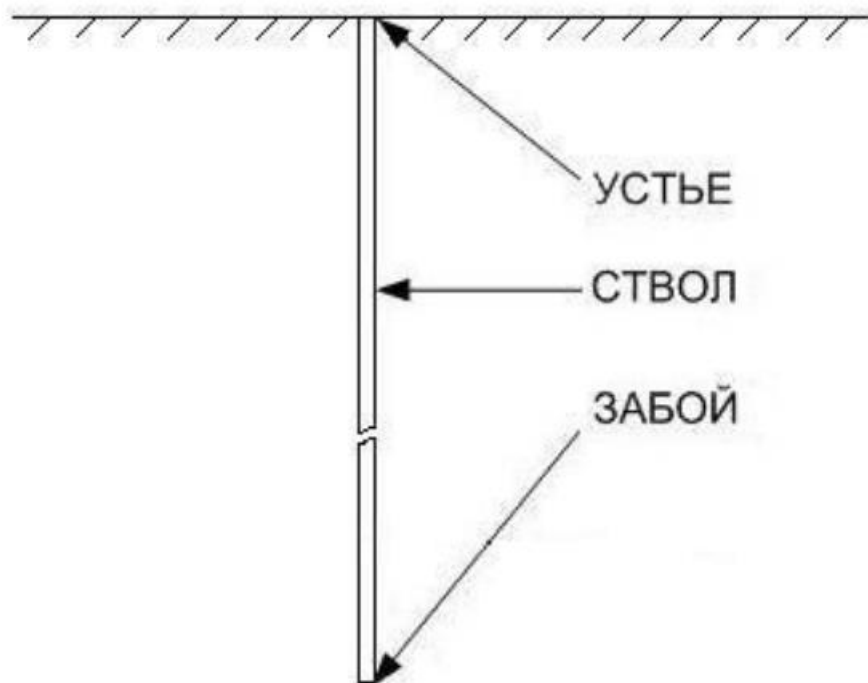


Рис. 7. Основные элементы скважины

Крепление ствола скважины осуществляется при помощи колонн обсадных труб разного диаметра, концентрически расположенных одна в другой (рис. 8).

Так как устье скважины обычно лежит в зоне легкоразмываемых пород, его необходимо укреплять. Для этого сначала бурят шурф – колодец длиной 4-8 м до глубины залегания устойчивых горных пород. В колодец устанавливают трубу, а пространство между трубой и стенкой породы заполняют бутовым камнем и заливают цементным раствором. Этот участок называется направлением.

Далее бурится участок на глубину от 50 до 400 м диаметром до 900 мм. Этот участок скважины закрепляют с помощью колонны обсадных труб, которую называют кондуктор. Затрубное пространство кондуктора цементируют. С помощью кондуктора перекрываются верхние водоносные

горизонты, а также неустойчивые, мягкие и трещиноватые породы, осложняющие процесс бурения.

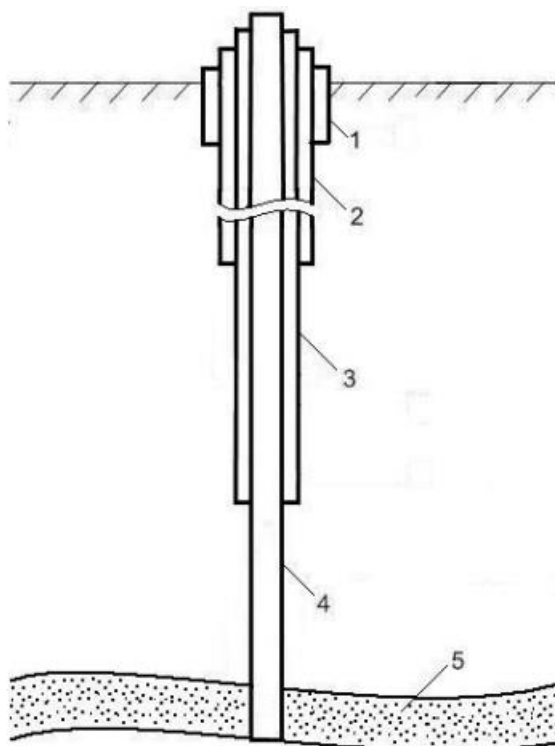


Рис. 8. Схема крепления ствола скважины колоннами обсадных труб:
1 – направление; 2 – кондуктор; 3 – промежуточная колонна;
4 – эксплуатационная колонна; 5 – нефтяной пласт

После установки кондуктора не всегда удается пробурить скважину до проектной глубины из-за прохождения новых сложных горизонтов или из-за необходимости изолирования продуктивных пластов, которые не планируется эксплуатировать данной скважиной. В таких случаях устанавливают и цементируют еще одну колонну обсадных труб, называемую промежуточной. Если продуктивный пласт залегает очень глубоко, то количество промежуточных колонн может быть больше одной.

Последняя, самая длинная колонна обсадных труб называется эксплуатационной колонной. Она предназначена для перекрытия продуктивного пласта, для поступления нефти внутрь эксплуатационных труб. Во избежание перетока нефти и газа в вышележащие горизонты, а воды

в продуктивные пласты, пространство между эксплуатационной колонной и стенкой скважины заполняют цементным раствором.

Для извлечения нефти из пласта применяют различные методы. В большинстве случаев (более 90 %) скважину бурят до подошвы продуктивного пласта. Затем производится вскрытие пласта.

Для этого в нижней части эксплуатационной колонны, находящейся в нефтяном пласте, с помощью специальных аппаратов-перфораторов простреливают ряд отверстий в стенке трубы и цементном кольце. Эти отверстия служат каналами для поступления нефти внутрь эксплуатационных труб (рис. 9).

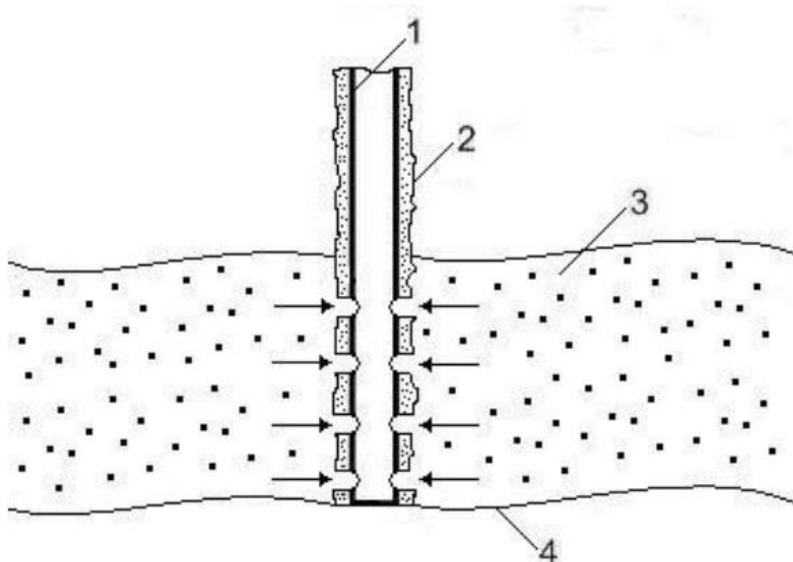


Рис. 9. Схема поступления нефти в ствол скважины после вскрытия пласта:
1 – эксплуатационная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – нефтяной пласт;
4 – подошва пласта

3.3 Способы добычи нефти

Принципиально существует два способа добычи нефти: фонтанный и механизированный (рис. 10).

Фонтанный способ самый дешевый и наименее трудоемкий. Применяется он в начальный период разработки месторождений, когда нефть поднимается до устья скважины за счет потенциальной энергии пласта. Условием фонтанирования является превышение пластового давления над

гидростатическим давлением столба жидкости, заполняющей скважину. Все газовые скважины эксплуатируются фонтанным способом.

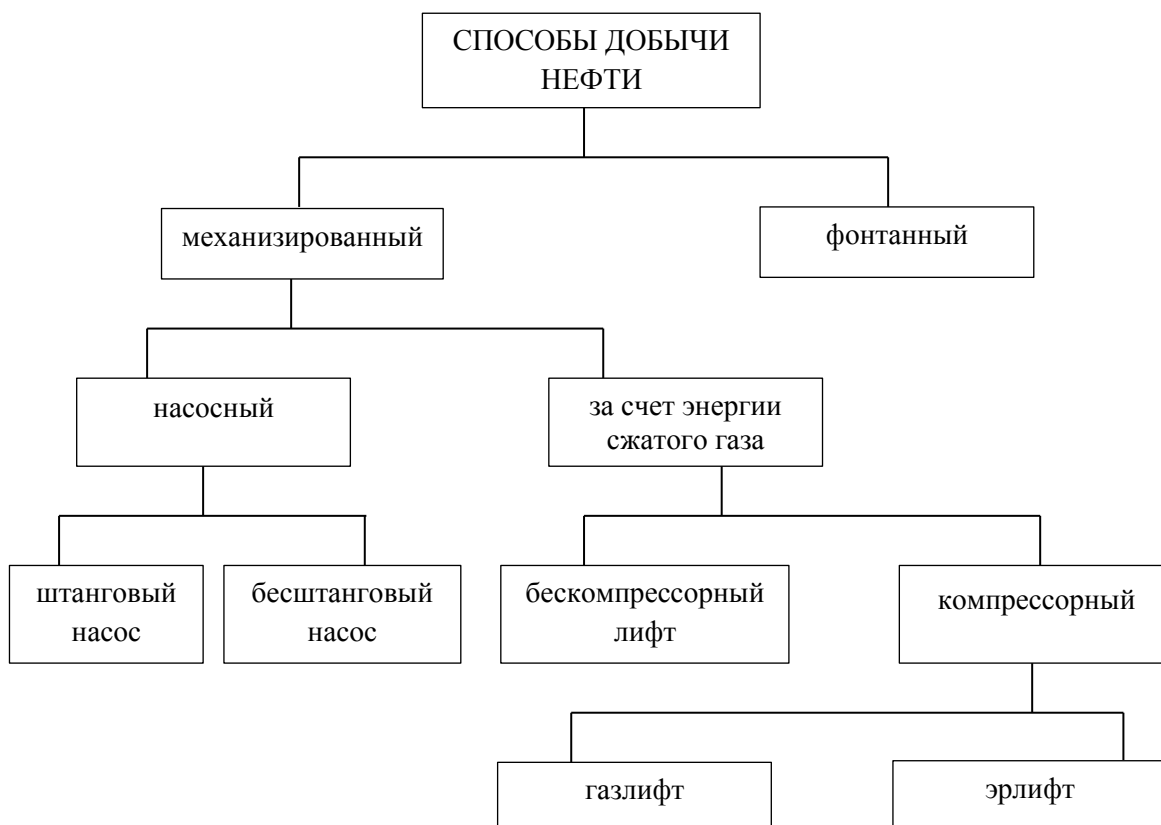


Рис. 10. Способы добычи нефти

Для добычи нефти фонтанным способом внутри эксплуатационной колонны опускают еще одну колонну насосно-компрессорных труб (НКТ). Внутренний диаметр НКТ составляет 40-100 мм и подбирается опытным путем в зависимости от ожидаемого дебита и глубины скважины, пластового давления и условий эксплуатации. НКТ предохраняют обсадные эксплуатационные трубы от эрозии, выноса твердых частиц с забоя, обеспечивают возможность использования межтрубного пространства для различных технологических операций (введение ингибиторов коррозии, поверхностно-активных веществ, глушение скважины и т.д.).

Нефть из пласта через перфорированные отверстия в стенке эксплуатационных труб поступает внутрь скважины. Затем через башмак, который находится на нижнем конце НКТ, нефть поступает внутрь насосно-компрессорных труб и далее по ним поднимается к устью скважины (рис. 11).

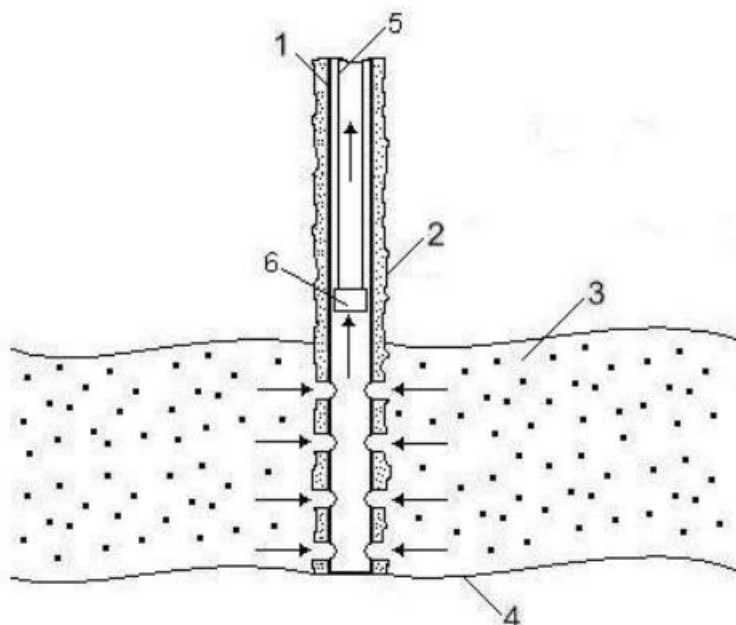


Рис. 11. Схема поступления нефти из пласта в насосно-компрессорные трубы:

1 – эксплуатационные трубы; 2 – цементное кольцо; 3 – нефтяной пласт; 4 – подошва пласта; 5 – насосно-компрессорные трубы (НКТ); 6 – башмак

Верхний конец НКТ соединяется с оборудованием устья скважины, которое предназначено для герметизации межтрубного пространства, отвода продукции скважины, проведения различных технологических операций, ремонтных и других работ.

При фонтанном, компрессорном и бескомпрессорном способах добычи нефти устье скважины оборудуется колонной головкой и фонтанной арматурой. Фонтанная арматура состоит из трубной головки и фонтанной елки (рис. 12).

Колонная головка предназначена для соединения верхних концов всех обсадных колонн, кроме эксплуатационной, герметизации межтрубных пространств и служит опорой для фонтанной арматуры.

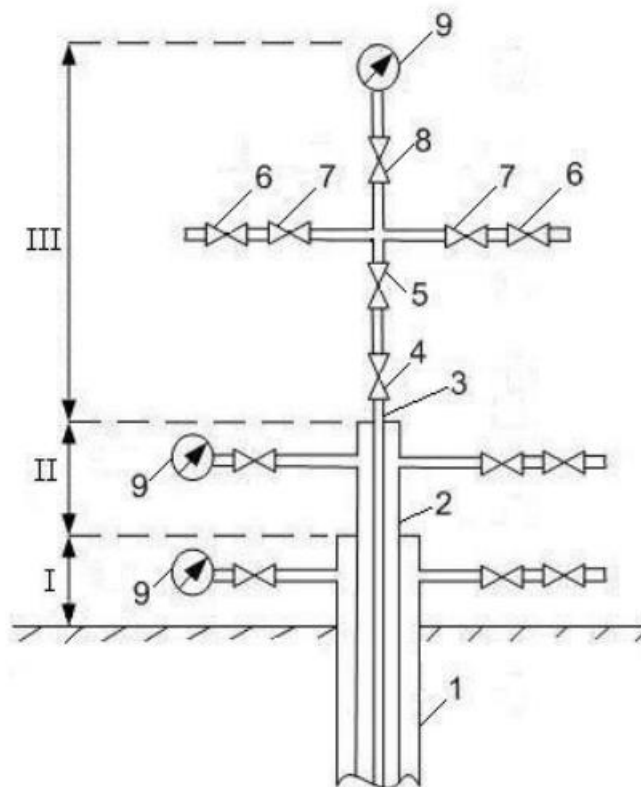


Рис. 12. Схема оборудования устья скважины:

I – колонная головка; II – трубная головка; III – фонтанная елка;
 1 – кондуктор; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – насосно-компрессорные
 трубы; 4 – коренная задвижка; 5 – задвижка с пневмоприводом; 6 – рабочая
 задвижка; 7 – резервная задвижка; 8 – буферная задвижка; 9 – манометр

Трубная головка служит для обвязки насосно-компрессорных труб, герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и НКТ, для проведения различных технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин. Обычно трубная головка представляет собой крестовину с двумя боковыми отводами и трубной подвеской. Боковые отводы предназначены для замера давления, отбора газа, закачки в межтрубное пространство воды, ингибиторов коррозии и гидратообразования, глинистого раствора при глушении скважины.

Монтируется трубная головка на колонной головке. Фонтанные елки по конструкции делятся на крестовые и тройниковые.

Фонтанная елка предназначена для управления потоком продукции скважины и регулирования его параметров, для установки манометров,

термометров и других приспособлений, служащих для спуска и подъема глубинных приборов.

Ёлка состоит из вертикального ствола и боковых отводов-выкидов (струн). На каждом отводе устанавливают две задвижки: рабочую 6 и резервную (ближайшую к стволу) 7. На стволе устанавливается коренная (главная, центральная) задвижка 4 и буферная задвижка 8. На отводах имеются «карманы» для термометров и штуцеры для манометров. Один боковой отвод является рабочим, второй – резервным.

Тройниковая елка имеет также два отвода, но расположенных по высоте ствола один над другим. Верхний отвод является рабочим, нижний резервным. Такое расположение связано с тем, что тройниковая елка применяется в скважинах, в продукции которых содержится песок или ил. При абразивном разрушении верхнего тройника скважина переводится на работу через нижний отвод, а верхний отвод подвергается ремонту.

Продукция скважины по рабочему отводу фонтанной елки поступает далее в манифольд, который представляет собой систему труб и отводов с задвижками или кранами. Манифольд служит для соединения фонтанной арматуры с трубопроводом, по которому продукция скважины поступает на групповую замерную установку (ГЗУ).

Постепенно, по мере эксплуатации месторождения, пластовое давление снижается и наступает момент, когда потенциальной энергии пласта становится недостаточно для подъема нефти на поверхность. В этом случае применяют механизированные способы добычи нефти.

В зависимости от вида затрачиваемой внешней энергии механизированный способ добычи нефти делится на насосный и добычу с помощью энергии сжатого газа.

Добыча нефти с помощью энергии сжатого газа заключается в искусственном уменьшении веса столба нефти, заполняющей скважину, за счет смешения нефти с газом, подаваемым извне под давлением. В результате значительного снижения гидростатического давления столба

нефти происходит ее подъем на поверхность за счет оставшейся потенциальной энергии пласта.

Этот способ делится на компрессорный и бескомпрессорный.

Компрессорный способ заключается в сжатии газа на специальной компрессорной станции последующим его нагнетанием в скважину, где он смешивается с нефтью, уменьшая ее плотность. Самый простой путь для этого – подача сжатого (до 5 МПа) газа в кольцевое пространство между эксплуатационными и насосно-компрессорными трубами.

По современной технологии в скважину внутрь эксплуатационных труб опускают две соосные трубы. Внутренняя труба, по которой нефтегазовая смесь поднимается вверх, называется подъемной, а внешняя – воздушной. Подъемная труба короче воздушной, газ подается в кольцевое пространство между этими трубами (рис. 13).

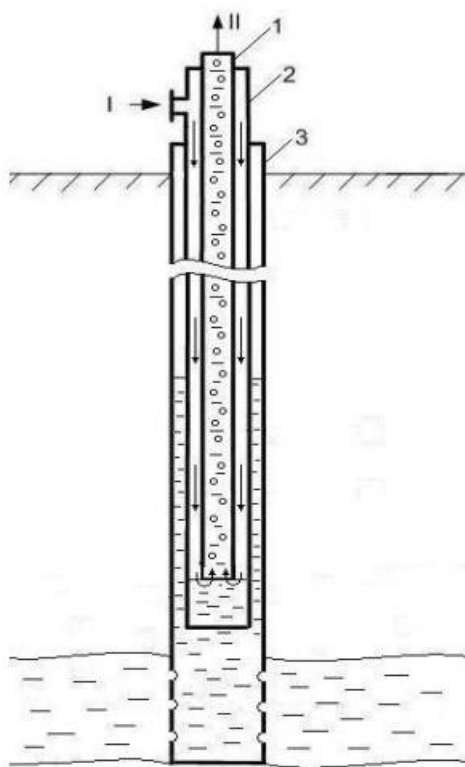


Рис. 13. Схема добывчи нефти с помощью энергии сжатого газа:

I – сжатый газ; II – газонефтяная смесь;

1 – подъемная труба; 2 – воздушная труба; 3 – эксплуатационная труба

При закачке газа нефть сначала полностью вытесняется из кольцевого пространства в подъемную трубу, затем в эту трубу проникает закачиваемый

газ и смешивается с нефтью. Плотность смеси в подъемной трубе становится значительно меньше плотности нефти. Чтобы уравновесить давление, создаваемое столбом нефти между трубами 2 и 3, столб смеси в трубе 1 удлиняется и достигает поверхности земли.

В зависимости от того, какой газ под давлением закачивается в скважину, различают два способа компрессорной добычи нефти. Если закачивают попутный нефтяной или природный газ – это газлифт. Если закачивают воздух – эрлифт. Эрлифт применяют редко, так как при контакте с воздухом нефть окисляется и осмоляется.

При большом падении давления в пласте извлечь нефть невозможно с помощью энергии сжатого газа. В этом случае применяют насосный способ. Все применяемые насосы можно разделить на две группы: штанговые и бесштанговые.

Штанговый насос – плунжерный насос, привод которого осуществляется станком-качалкой с поверхности с помощью штанги (рис. 14).

В нижней части имеется всасывающий клапан 1. Плунжер насоса, снабженный нагнетательным клапаном 2, подвешивается на насосной штанге 3. Станок-качалка сообщает возвратно-поступательное движение штанге. При ходе плунжера вверх нагнетательный клапан 2 закрывается, так как на него действует давление вышележащего столба жидкости и плунжер работает как поршень, выталкивая нефть на поверхность. Одновременно открывается всасывающий клапан 1 и нефть поступает в цилиндр насоса 4. При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, нагнетательный клапан открывается и через полый плунжер нефть выдавливается из цилиндра насоса в насосную трубу 5. При непрерывной работе насоса в результате подкачки нефти ее уровень поднимается до устья скважины.

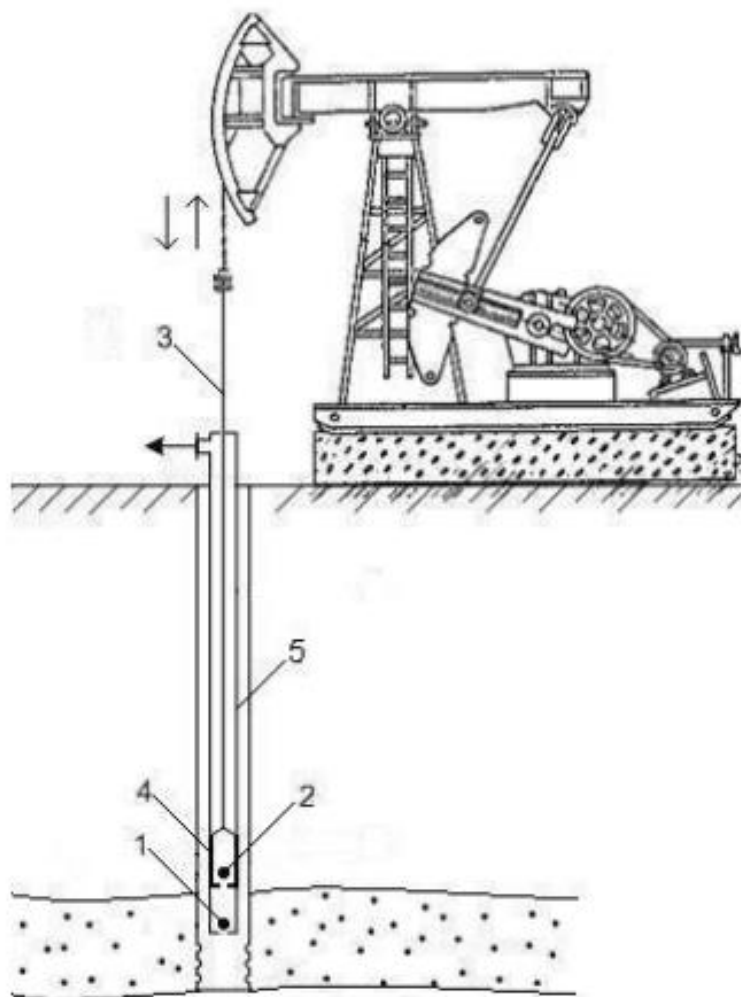


Рис. 14. Схема добычи нефти штанговым насосом:

1 – всасывающий клапан; 2 – нагнетательный клапан; 3 – штанга; 4 – цилиндр насоса; 5 – насосная труба

В настоящее время около 75 % действующих скважин в мире эксплуатируются с помощью штанговых насосов. Недостатками этих насосов являются громоздкость, возможный обрыв штанг, ограниченность применения в наклонных и сильнообводненных скважинах, недостаточно высокая производительность (до 500 м³ в сутки), небольшие глубины эксплуатации (до 2,5 км).

В связи с этим, все шире применяют добычу нефти с помощью бесштанговых насосов, в качестве которых можно использовать погружные электроцентробежные, винтовые, гидropоршневые, струйные насосы.

3.4 Методы воздействия на нефтяные пласты

Для повышения эффективности естественных режимов работы залежей применяются различные искусственные методы воздействия на нефтяные пласты и призабойную зону.

Методы поддержания пластового давления

Методы поддержания пластового давления позволяют сократить сроки разработки залежей за счет более интенсивных темпов отбора нефти и газа. К этим методам относятся заводнение пласта и закачка газа в газовую шапку.

Заводнение пласта может быть законтурным, приконтурным и внутриконтурным.

Метод законтурного заводнения применяют при разработке небольших залежей и заключается в закачке в пласт воды под давлением до 20 МПа через нагнетательные скважины, расположенные за внешним контуром нефтеносности залежи на расстоянии 100 метров и более (рис.15). Эксплуатационные скважины располагают внутри внешнего контура нефтеносности и параллельно ему. В результате заводнения приток воды к пласту увеличивается и давление в залежи поддерживается на высоком уровне.

По мере разработки залежи внешний контур нефтеносности сжимается, эксплуатационные скважины переходят в режим работы нагнетательных.

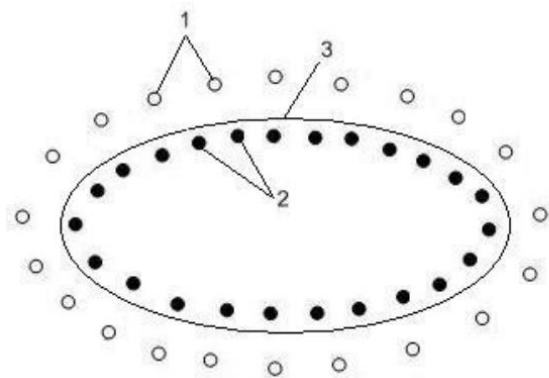


Рис. 15. Схема законтурного заводнения пласта:
1 – нагнетательные скважины; 2 – эксплуатационные скважины; 3 – внешний контур нефтеносности пласта

Метод приконтурного заводнения применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в местах, заполненных водой. Нагнетательные скважины располагают либо вблизи внешнего контура нефтеносности, либо непосредственно на нем.

Метод внутриконтурного заводнения применяют для больших залежей, занимающих значительную площадь. Месторождение искусственно разделяется на участки, которые законтурно заводняются.

Метод закачки газа в газовую шапку пласта. В этих целях применяют попутный нефтяной газ, отделенный при подготовке нефти. В результате увеличивается давление на поверхность газонефтяного контакта и повышается дебит скважин.

В качестве нагнетательных используют отработавшие нефтяные скважины, вскрывшие верхнюю часть пласта или бурят специальные скважины (рис. 16). Газ вводят при давлениях выше пластового на 10-20%. Применяют этот метод редко в связи с дороговизной процесса.

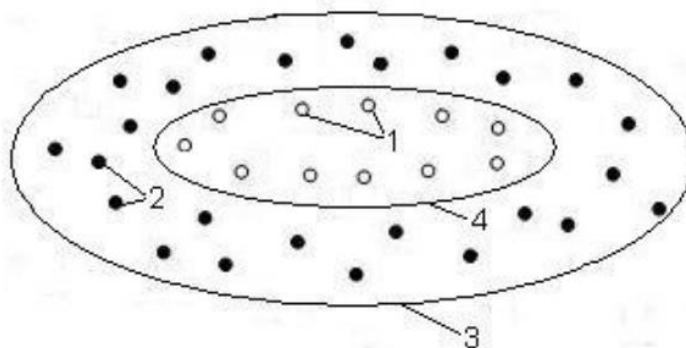


Рис. 16. Схема закачки газа в газовую шапку пласта:
1 – нагнетательные скважины; 2 – эксплуатационные скважины; 3 – внешний контур нефтеносности пласта; 4 – внешний контур газоносности пласта

Методы повышения проницаемости пласта и призабойной зоны

Эти методы также позволяют сократить сроки разработки залежей за счет более интенсивного отбора нефти.

По мере разработки залежи происходит засорение призабойной зоны – заполнение пор твердыми и разбухшими частицами породы, асфальто-смолистыми веществами, кристаллами неорганических солей, твердыми

парафинами. Для повышения проницаемости пор пласта применяют механические, химические и физические методы.

1. Механические методы – это гидроразрыв пласта, гидropескоструйная перфорация и торпедирование скважин.

Гидроразрыв пласта – это закачка в него под давлением до 60 МПа нефти, воды, нефтепродуктов и других жидкостей. В результате в породе образуются новые и расширяются уже существующие трещины. Чтобы трещины в дальнейшем не закрылись, в жидкость добавляют песок, стеклянные и пластмассовые шарики. Этот метод наиболее эффективен при низкой проницаемости пласта и дает увеличение дебита скважин в 2-3 раза.

Гидropескоструйная перфорация – процесс создания отверстий в стенке эксплуатационной колонны, цементной оболочке и породе за счет энергии песчано-жидкостной струи, истекающей из насадок перфоратора. Рабочая жидкость с содержанием песка 50-200 г/л закачивается в скважину с расходом 3-4 л/с. На выходе из насадок перфоратора ее скорость составляет 200-260 м/с, а перепад давления 18-22 МПа.

Торпедирование скважин – это воздействие на призабойную зону пласта взрывом. Для этого в скважине напротив продуктивного пласта помещают взрывчатку и подрывают ее. Ударная волна вызывает растрескивание отложений и вынос осадков из каналов пор породы.

2. Химические методы – это обработка призабойной зоны кислотами, растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ), органическими растворителями и другими химическими реагентами.

Кислотная отработка призабойной зоны производится соляной, плавиковой, уксусной, серной или угольной кислотами.

Соляная кислота HCl , используемая в виде 8-15 %-го раствора, растворяет карбонатные породы (известняки, доломиты), слагающие продуктивные пласты, а также привнесенные в пласт загрязняющие частицы.

Плавиковая кислота HF в смеси с соляной кислотой предназначена для воздействия на песчаники, а также для удаления глинистого раствора, попавшего в поры во время бурения или глушения скважины.

Уксусная кислота CH_3COOH добавляется в соляную кислоту для замедления скорости растворения карбонатной породы. Благодаря этому активный раствор соляной кислоты глубже проникает в поры породы.

Серную кислоту H_2SO_4 используют в концентрированном виде (98 %). Во-первых, при ее смешении с пластовой водой происходит выделение тепла, что приводит к снижению вязкости нефти и увеличению дебита скважин. Во-вторых, при химическом взаимодействии серной кислоты с алкилароматическими углеводородами образуются поверхностно-активные вещества (алкилбензолсульфонаты), которые облегчают проницаемость нефти по порам пласта. Концентрированная серная кислота не разрушает металл скважины. Коррозия начинается при разбавлении кислоты водой.

Угольная кислота применяется для пород, содержащих в порах пласта карбонаты кальция и магния и асфальто-смолистые отложения.

Обработка призабойной зоны растворами ПАВ предназначена для очистки каналов пор от воды и разбухших частиц. Дело в том, что вода, попадая на забой скважины, закупоривает часть пор, препятствуя притоку нефти и газа. Кроме того, вода вызывает разбухание и разрушение глинистых частиц породы, которые также забивают каналы пор.

Обработка призабойной зоны органическими растворителями и химическими реагентами предназначена для очистки каналов пор от асфальто-смолистых и парафиновых отложений. Для этих целей применяют газовый конденсат, газовый бензин, толуол и др.

3. Физические методы – это тепловая обработка и вибровоздействия. Тепловая обработка призабойной зоны предназначена для удаления из каналов пор пласта парафиновых и асфальто-смолистых отложений. Для этого применяют горячую нефть, водяной пар, электронагрев,

термоакустическое и высокочастотное электромагнитоакустическое воздействие.

Вибровоздействия на призабойную зону – это обработка пульсирующим давлением. Путем подбора частоты колебания можно добиться растрескивания отложений в порах и увеличения проницаемости пласта.

Методы повышения нефтеотдачи пластов

Эти методы предназначены для наиболее полного извлечения нефти из залежи. Для повышения нефтеотдачи применяют закачку в пласт водного раствора ПАВ, растворов полимеров, углекислоты, теплоносителя, растворителей, а также внутрипластовое горение.

Закачка в пласт водного раствора ПАВ, концентрация которого составляет до 0,05 % приводит к снижению поверхностного натяжения на границе нефть-вода, образованию маловязкой эмульсии типа «нефть в воде», которая легче перемещается в порах. Кроме этого, снижается поверхностное натяжение на границе нефти с породой, благодаря чему она более полно вытесняется из пор породы.

Закачка в пласт растворов полимеров, которые обладают повышенной вязкостью, приводит к более равномерному продвижению водонефтяного контакта и повышению конечной нефтеотдачи пласта. Широко применяется 0,01-0,05% раствор полиакриламида и другие водорастворимые полимеры.

При закачке в пласт углекислоты происходит ее растворение в нефти и снижение вязкости последней. Это приводит к увеличению скорости фильтрации. К такому же результату приводит закачка в пласт растворителей, в качестве которых можно использовать сжиженный пропан, бутан или их смесь.

Нагнетание в пласт теплоносителей (горячей воды или водяного пара с температурой до 400 °С) способствует растворению в нефти асфальто-смолистых веществ и твердых парафинов, которые забивают поры пласта.

Это явление наблюдается для высоковязких нефтей. В результате снижается вязкость нефти и увеличивается ее фильтрация по порам.

Метод внутрислоевого горения заключается в воспламенении нефти внутри пласта с помощью специальной нагнетательной или зажигательной скважины. В результате создается движущийся очаг горения за счет постоянного нагнетания в пласт воздуха или воздуха с газом. Образующиеся впереди фронта горения пары нефти, а также нагретая нефть с пониженной вязкостью движутся к эксплуатационным скважинам и извлекаются на поверхность.

Глава 4 Подготовка нефти. Система промышленного сбора и подготовки

4.1 Физико-химические требования к товарной нефти

Нефть, выходя из скважины, содержит пластовую воду, попутный нефтяной газ, механические примеси, различные соли. Данная так называемая пластовая жидкость не является товарным продуктом и поэтому подвергается подготовке на промысле перед подачей нефти в магистральный нефтепровод. По магистральному нефтепроводу товарная нефть поступает на нефтеперерабатывающий завод.

Товарная нефть с промыслов должна соответствовать ГОСТ Р 51858.

В соответствии с данным стандартом в зависимости от физико-химических свойств и степени подготовки нефти подразделяются на классы, типы, группы и виды.

В зависимости от содержания серы нефть подразделяется на классы (табл. 1).

Таблица 1 – Классы нефти

Класс нефти	Содержание серы, % масс	Название нефти
1	не более 0,6	малосернистая
2	0,61 - 1,8	сернистая
3	1,81 - 3,5	высокосернистая
4	более 3,5	особо высокосернистая

В зависимости от плотности, содержания светлых фракций и твердых парафинов нефть подразделяется на типы (табл. 2).

Таблица 2 – Типы нефти

Тип нефти	Плотность нефти при 20°C, кг/м ³	Плотность нефти при 15°C, кг/м ³	Название нефти	Выход фракций, % масс., не менее		Содержание твердых парафинов, % масс., не более
				Н.К.-200°C	Н.К.-300°C	
0	не более 830	не более 833,7	особо легкая	30	52	6
1	830,1-850	833,8-853,6	легкая	27	47	6
2	850,1-870	853,7-873,5	средняя	21	42	6
3	870,1-895	873,6-898,4	тяжелая	-	-	-
4	более 895	более 898,4	битуминозная	-	-	-

Если нефть не поставляется на экспорт, то достаточно для определения ее типа определить только плотность. При поставке нефти на экспорт необходимо определение выхода светлых фракций и твердых парафинов. Нефти типов 3 и 4 при приеме в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт должны также содержать твердых парафинов не более 6 % масс.

В зависимости от степени подготовки на промыслах нефть подразделяется на группы (табл. 3).

Таблица 3 – Группы нефти

Группа нефти	Содержание воды, % масс., не более	Содержание хлористых солей, мг/дм ³ , не более	Содержание механических примесей, % масс., не более	Давление насыщенных паров нефти, кПа (мм рт. ст.), не более	Содержание органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204°C, млн ⁻¹ , не более
1	0,5	100	0,05	66,7 (500)	10
2	0,5	300			
3	1,0	900			

В зависимости от содержания сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяется на два вида (табл. 4).

Таблица 4 – Виды нефти

Вид нефти	Содержание сероводорода, млн ⁻¹ , не более	Содержание метил- и этилмеркаптанов, млн ⁻¹ , не более
1	20	40
2	100	100

Условное обозначение товарной нефти состоит из четырех цифр (класс, тип, группа, вид) и номера ГОСТа. Например: «Нефть 1.2.1.2 ГОСТ Р 51858». При поставке на экспорт к цифре типа добавляется нижний индекс «э», например: «Нефть 1.2_э.1.2 ГОСТ Р 51858».

Качество подготовки нефти на промыслах (номер группы) зависит от степени обезвоживания и разгазирования нефти, удаления механических примесей и хлористых солей.

Необходимость обезвоживания нефти объясняется следующими причинами.

1. Вода является балластом, содержание которого может достигать до 90% и более на завершающих стадиях разработки месторождений. Это приводит к увеличению затрат на транспорт нефти.

2. Вода с нефтью образует эмульсию, вязкость которой обычно выше вязкости чистой нефти. Так, увеличение содержания воды в нефти с 5 до 20 % приводит к повышению вязкости эмульсии почти два раза. Это также приводит к увеличению энергозатрат на транспорт более вязкой нефти. В среднем, увеличение содержания воды на 1% приводит к повышению транспортных расходов на 3-5%.

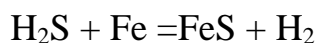
3. Вода может явиться причиной повышенной коррозии нефтетранспортной системы. При низких температурах и высоком содержании воды в трубопроводах могут образоваться ледяные пробки, осложняющие транспорт нефти.

Необходимость обессоливания нефти связана с двумя причинами.

1. Соли способствуют стабилизации водонефтяных эмульсий, а чем устойчивее эмульсия, тем больше затраты на обессоливание и обезвоживание нефти.

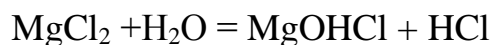
2. Хлориды щелочноземельных металлов являются причиной высокой кислотной коррозии оборудования, механизм которой заключается в следующем.

В любой нефти есть какое-то количество сероводорода H_2S , но значительно больше его образуется при нагреве (особенно сернистой нефти) за счет разложения меркаптанов и сульфидов. Нагрев нефти – одна из обычных стадий технологии подготовки нефти. Сероводород вступает в реакцию взаимодействия с поверхностным слоем железа нефтепромыслового оборудования:

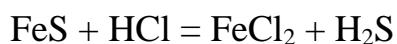


Если хлористых солей в нефти мало или совсем нет, то коррозия на этом останавливается, так как сульфид железа FeS – нерастворимая в промышленной воде соль и образует защитную пленку на поверхности металла, предохраняя оборудование от более глубокого взаимодействия со средой.

Но в любой нефти имеются хлориды металлов, которые подвергаются гидролизу с образованием хлорида водорода HCl . Хлорид кальция $CaCl_2$ может гидролизироваться до 10%, хлорид магния $MgCl_2$ гидролизуеться на 90% даже при низких температурах:



При нагреве нефти процесс гидролиза ускоряется. Хлорид водорода далее взаимодействует с сульфидом железа с образованием растворимой соли хлорида железа:



Хлорид железа растворяется в пластовой воде, оголяя новый поверхностный слой металла для взаимодействия с сероводородом. Так происходит цепная реакция кислотной коррозии оборудования.

Перед началом переработки нефти на НПЗ нефть еще раз подвергают более глубокому обессоливанию и обезвоживанию до содержания хлористых солей не более 3-5 мг/л и воды не более 0,1% масс. Это связано с тем, что на НПЗ применяется более сложное и дорогостоящее оборудование, чем на промыслах, и оно должно быть максимально защищено от кислотной коррозии.

Необходимость удаления механических примесей при подготовке нефти объясняется следующим.

1. Механические примеси (частицы песка, глины, известняка, другой породы) способствуют стабилизации водонефтяных эмульсий, что затрудняет обезвоживание нефти.

2. Механические примеси при транспорте нефти оказывают абразивное воздействие на внутренние стенки труб, что приводит к преждевременному их износу. Особенно высоким абразивным воздействием обладают частицы песка, в состав которого входит оксид кремния SiO_2 .

Одна из основных технологических стадий при промышленной подготовке нефти – это отделение попутного газа. Процесс разгазирования нефти называется сепарацией. Глубина разгазирования определяется давлением насыщенных паров (ДНП) нефти. Нефть, имеющая ДНП не более 66,7 кПа (500 мм. рт. ст.), называется стабильной.

Необходимость стабилизации нефти связана со следующими причинами.

1. При транспорте нестабильной нефти происходит образование газовых пробок (или газовых мешков) в нефтепроводе. Это приводит к разрыву сплошности потока, неравномерной подаче, пульсирующей работе нефтепровода. Для передавливания газового мешка приходится создавать дополнительное давление, которое может привести к разрыву трубопровода из-за вибрации, нарушению режима работы контрольно-измерительных приборов, временному прекращению фонтанирования скважин. Кроме этого,

попадание газовых пробок на всас центробежных насосов вызывает их кавитацию и возможный выход из строя.

2. При хранении нестабильных нефтей происходит самопроизвольное выделение газов из резервуаров. Испаряясь, эти газы захватывают с собой легкие углеводороды бензиновых фракций, что приводит к потерям бензина до 5%. Кроме этого, возникает высокая загазованность, повышенная пожаро- и взрывоопасность товарных парков.

4.2 Система промыслового сбора и подготовки

Система промыслового сбора и подготовки нефти – это сложная, разветвленная сеть трубопроводов и разнообразного технологического оборудования, предназначенная для сбора, замера продукции скважин и подготовки товарной нефти к транспорту по магистральному нефтепроводу потребителям.

Технологическое оборудование на промысле, предназначенное для выполнения какой-то одной задачи, называется технологической установкой. Технологическая установка – комплекс автоматизированного оборудования и аппаратов, в которых последовательно и непрерывно происходят процессы подготовки нефти, газа и воды (обезвоживания, обессоливания, сепарации нефти, очистки пластовой воды и т.д.).

На промыслах применяются автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), установки предварительного сброса воды (УПСВ), установки подготовки нефти (УПН), установки подготовки воды (УПВ), установки подготовки газа (УПГ), установки измерения количества и качества нефти и др.

Кроме этого, нефтепромысловое оборудование объединяется в такие объекты, как дожимная насосная станция (ДНС), кустовая насосная станция (КНС), компрессорная станция (КС), центральный пункт подготовки нефти (ЦППН), товарный парк и др.

Первые построенные системы промыслового сбора нефти были негерметизированными, двухтрубными, в большинстве случаев

самотечными. Двухтрубной системой она называется потому, что нефть и газ после разделения на устьях скважин или на сборных пунктах транспортируются отдельно каждый по своему трубопроводу до центрального пункта сбора (ЦПС). Самотечной эта система называется потому, что движение нефти осуществляется за счет разности геодезических отметок. Единственным преимуществом самотечной системы является сравнительно точное измерение по каждой скважине расхода нефти и газа. Недостатки самотечной системы следующие:

1. Трудности с обеспечением самотека с холмистой или гористой местности.

2. Высокая вероятность образования газовых мешков из-за невысокого давления в нефтепроводе.

3. Самотечные линии имеют ограниченную пропускную способность и не приспособлены к увеличению дебитов скважин и изменению вязкости водонефтяной эмульсии.

4. В самотечных системах скорость потока низкая, что способствует отложениям на внутренних стенках труб механических примесей, солей, твердых парафинов. Это приводит к снижению пропускной способности нефтепроводов.

5. Из-за негерметичности системы потери нефти от испарения достигают 3%.

6. Эти системы плохо автоматизируются и требуют больше обслуживающего персонала.

Поэтому самотечные негерметизированные системы больше не проектируют и не строят.

Современные системы промышленного сбора и подготовки нефти – это герметизированные, напорные, автоматизированные системы. Они зависят от формы и площади месторождения, рельефа местности, физико-химических свойств нефти, климатических условий данного региона.

Система сбора и подготовки нефти должна обеспечить оптимальную централизацию объектов технологического комплекса в районе наиболее крупного месторождения нефтедобывающего района.

Месторождения по площади могут быть большими (30х60 км), средними (10х20 км.) и малыми (до 10 км²). По форме месторождения бывают вытянутые, круглые и эллиптические.

На рис. 1 приведена схема герметизированной высоконапорной системы промышленного сбора и подготовки нефти для большого по площади месторождения. Эксплуатационные скважины 1 располагают кустами вблизи внешнего контура нефтеносности и параллельно ему. На рис. 17 показана только часть эксплуатационных скважин залежи.

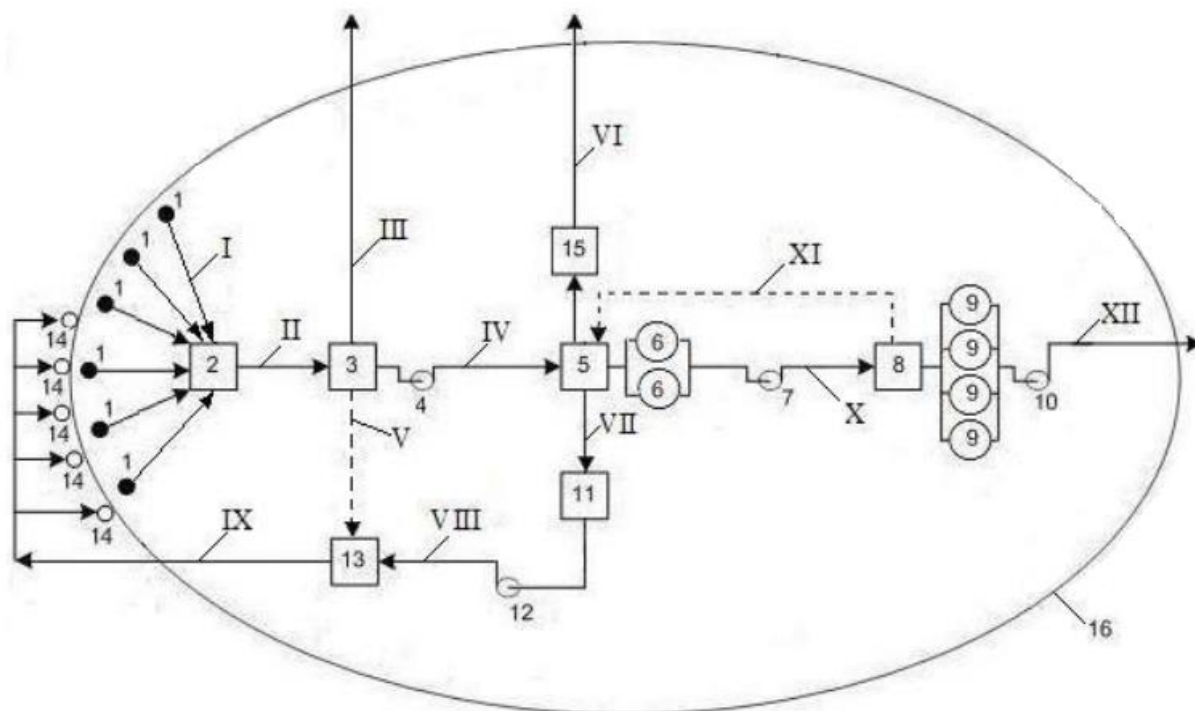


Рис. 17. Схема герметизированной высоконапорной системы промышленного сбора и подготовки нефти:

I – выкидная линия от скважины; II – сборный коллектор для продукции куста скважин; III – попутный нефтяной газ с ДНС; IV – нефть с ДНС; V – пластовая вода с УПСВ; VI – попутный нефтяной газ на ГПЗ; VII – пластовая вода с УПН; VIII – вода с УПВ; IX – вода с КНС; X – нефть с УПН; XI – некондиционная нефть; XII – товарная нефть; 1 – эксплуатационные скважины; 2 – автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ); 3 – дожимная насосная станция (ДНС) и установка предварительного сброса воды (УПСВ); 4 – насос; 5 – установка подготовки нефти (УПН); 6 – резервуары; 7 – насос; 8 – автоматизированная установка измерения

количества и качества нефти; 9 – товарные резервуары; 10 – насос; 11 – установка подготовки воды (УПВ); 12 – насос; 13 – кустовая насосная станция (КНС); 14 – нагнетательные скважины; 15 – компрессорная станция (КС); 16 – внешний контур нефтеносности

Куст скважин – это специальная площадка территории месторождения с расположенными на ней устьями скважин. Количество скважин в кусте не должно превышать 24. Кусты должны быть удалены друг от друга на расстояние не менее 50 м. Суммарный дебит одного куста скважин должен быть не более 4 тыс. м³ в сутки по нефти, а газовый фактор – не более 200 м³/м³. Устья скважин в кусте должны располагаться на одной прямой на расстоянии не менее 5 м друг от друга.

Продукция скважин под устьевым давлением направляется в выкидные линии I диаметром 100-150 мм и длиной 0,8-3,0 км. Из выкидных линий продукция скважин поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ) 2 типа «Спутник», «Биус» или других модификаций. На АГЗУ производится отделение попутного нефтяного газа от жидкости и автоматическое поочередное измерение количества продукции каждой скважины отдельно по газу и отдельно по жидкости (нефти с водой). К АГЗУ можно подключить до 24 скважин.

После АГЗУ продукция всех подключенных скважин снова смешивается и единым потоком (газ, нефть, вода) по сборному коллектору II диаметром от 200 до 500 мм и длиной до 8 км под собственным давлением поступает на дожимную насосную станцию (ДНС) 3. Таким образом, давление на устье скважин должно обеспечить однострубный герметизированный транспорт нефти через АГЗУ до ДНС. На месторождении строят несколько ДНС, на рис. 1 показана только одна.

На ДНС производится первая ступень сепарации нефти, как правило, при давлении 0,6 МПа. Отделившийся попутный нефтяной газ III под собственным давлением транспортируется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). При отсутствии условий подачи газа на ГПЗ он может использоваться

как сырье газотурбинных электростанций или, в худшем случае, сжигаться в факелах высокого давления (ФВД).

Когда обводненность пластовой нефти достигает 15-20 % масс., на ДНС устанавливают установки предварительного сброса воды (УПСВ). Это связано, во-первых, с необходимостью снижения энергозатрат на транспорт балластной воды вместе с нефтью до центрального пункта подготовки нефти (ЦППН), расстояние до которого может составлять несколько десятков километров. И, во-вторых, с целью снижения расходов на транспорт пластовой воды в обратном направлении от ЦППН до нагнетательных скважин.

Содержание воды в нефти после УПСВ не должно превышать 5-10% масс. Технология отделения пластовой воды на УПСВ должна предусматривать возможность закачки воды в нагнетательные скважины без дополнительной ее очистки. Вода V с УПСВ должна под собственным давлением поступать на кустовую насосную станцию (КНС) 13 или на установку подготовки воды (УПВ) 11.

Производительность ДНС по выходу нефти после УПСВ не должна превышать 3 млн. т в год.

Частично дегазированная нефть далее насосами 4 подается по коллектору IV на расстояние до нескольких десятков километров на ЦППН (или ЦПС – центральный пункт сбора). На ЦППН собирается нефть со всех ДНС, расположенных на месторождении. ЦППН размещают на базовом месторождении, добыча которого составляет 40 % и более от общей добычи района. Если в районе нет базового месторождения, то ЦППН размещают на ближайшем к начальной точке магистрального нефтепровода месторождении.

На ЦППН также может подаваться нефть с АГЗУ ближайших эксплуатационных скважин, минуя ДНС. Для небольших месторождений, по форме приближающихся к кругу, ДНС обычно не строят, так как нефть

способна под собственным устьевым давлением дойти по трубопроводу до ЦППН.

На ЦППН производится окончательная подготовка нефти, прием и учет товарной нефти, подача товарной нефти на сооружения магистрального транспорта, подготовка и утилизация пластовой воды, подготовка попутного газа к транспорту.

Основное звено ЦППН – установка подготовки нефти (УПН), на которой и производится глубокое обезвоживание нефти, обессоливание и стабилизация. Мощность одной УПН не должна превышать 3 млн. т в год по товарной нефти, поэтому на ЦППН может быть несколько параллельно работающих УПН. Для нефтей с высоким содержанием C_1-C_5 может быть предусмотрена установка стабилизации ректификацией.

Кроме УПН, в структуре ЦППН находятся: установка подготовки воды (УПВ), установка учета количества и качества нефти, товарный (иногда и сырьевой) парк, компрессорная станция (КС), реагентное хозяйство, факельное хозяйство и др.

Если попутный газ не направляется на ГПЗ, а подготавливается до требований стандарта на ЦППН, предусматривают установку подготовки газа (УПГ).

Нефть с ДНС 3 поступает на УПН 5. Отделившийся на УПН попутный нефтяной газ имеет невысокое давление, поэтому он поступает на компрессорную станцию (КС) 15, где он сжимается и вместе с газом с ДНС подается на ГПЗ. Часть попутного газа используется на ЦППН для собственных нужд в качестве топлива. При отсутствии возможности собственной подготовки газа или подачи его на ГПЗ газ сжигают в факелах высокого и низкого давления.

Отделившаяся после обезвоживания и обессоливания вода VII с УПН подается на УПВ 11. Очистка пластовой воды необходима для сохранения «чистоты» призабойной зоны, сохранения приемистости нагнетательных

скважин; для предотвращения коррозии в напорных трубопроводах и в эксплуатационных колоннах нагнетательных скважин.

С УПВ насосами 12 очищенная подготовленная вода VIII подается на кустовую насосную станцию (КНС) 13. С КНС насосами высокого давления вода под давлением 15-20 МПа подается в нагнетательные скважины 14 для поддержания пластового давления. Таким образом, вода, поступившая вместе с нефтью из пласта, снова закачивается в пласт. Так происходит замкнутый цикл ее движения.

Нефть с УПН 5 поступает далее в два попеременно работающих герметизированных резервуара 6 типа РВС (резервуар вертикальный стальной), где нефть дополнительно отстаивается. Затем насосом 7 нефть X подается на автоматизированную установку замера количества и качества нефти 8 типа «Рубин».

Если качество нефти не соответствует требованиям ГОСТ, то такая некондиционная нефть XI возвращается на УПН для повторной подготовки.

Если нефть соответствует требованиям ГОСТ, она поступает в резервуары 9 товарного парка, откуда насосами 10 товарная нефть XII подается в магистральный нефтепровод.

Преимущества герметизированных напорных систем сбора и подготовки нефти следующие.

1. Устранение потерь легких фракций.
2. Значительное уменьшение возможности отложений механических примесей, солей, твердых парафинов на внутренних стенках труб.
3. Возможность полной автоматизации системы.
4. Возможность транспортирования нефти за счет давления на устье скважины.
5. Снижение мощностей насосов ДНС, так как нефть транспортируется в газонасыщенном состоянии с меньшей плотностью (удаляется только часть газа на первой ступени сепарации).
6. Более низкие металлоемкость и эксплуатационные расходы.

К недостаткам этих систем относятся:

1. Преждевременное прекращение фонтанирования скважин при поддержании высокого давления на устье. Это ведет к более раннему переходу на механизированную добычу и к увеличению необходимой мощности глубинных насосов.

2. При поддержании более высокого устьевого давления приходится увеличивать подачу газа (бескомпрессорный и компрессорный способ добычи) для подъема одного и того же количества нефти.

Глава 5 Принципиальные технологические схемы установок подготовки нефти

5.1 Технологическая схема установки предварительного сброса воды (УПСВ)

Установка предварительного сброса воды (УПСВ) размещается на дожимной насосной станции (ДНС). На рис. 18 приведен один из вариантов принципиальной технологической схемы установки УПСВ.

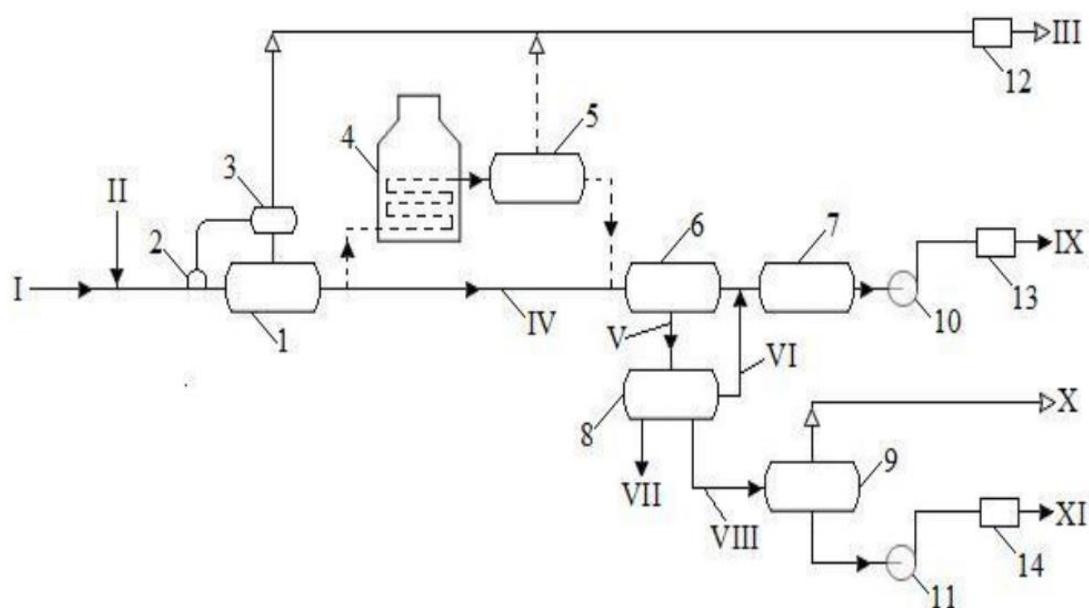


Рис. 18. Принципиальная технологическая схема установки предварительного сброса воды (УПСВ):

I – пластовая нефть; II – деэмульгатор; III – попутный нефтяной газ; IV – нефть после первой ступени сепарации; V – пластовая вода; VI – уловленная нефть из отстойника воды; VII – механические примеси, шлам; VIII – очищенная от механических примесей и нефти пластовая вода; IX – нефть на ЦППН; X – газ на факел; XI – вода на кустовую насосную станцию; 1 – сепаратор первой ступени сепарации; 2 – компенсатор-депульсатор; 3 – каплеуловитель (газосепаратор); 4 – трубчатая печь; 5 – сепаратор; 6 – отстойник для обезвоживания нефти; 7 – буферная емкость; 8 – отстойник пластовой воды; 9 – дегазатор; 10, 11 – насосы; 12 – узел учета попутного нефтяного газа; 13 – узел учета нефти; 14 – узел учета пластовой воды

Нефть на УПСВ поступает с автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ), смешивается с деэмульгатором и поступает в сепаратор 1, где производится первая ступень сепарации нефти. Как правило, на первой ступени устанавливается сепаратор с предварительным отбором газа, он

имеет компенсатор-депульсатор 2 и выносной каплеуловитель (газосепаратор) 3.

Далее нефть поступает сразу в отстойник 6 для обезвоживания. Для тяжелых и вязких парафинистых нефтей перед отстойником 6 может быть предусмотрен нагрев в печи 4 с дополнительной сепарацией (или без нее) в сепараторе 5. При необходимости перед печью 4 может быть установлен насос (на схеме не показан). В отстойнике 6 производится обезвоживание нефти. Нефть из отстойника 6 поступает в буферную емкость 7 насоса 10, который через узел учета нефти 13 подает ее на ЦППН.

Если отделившаяся в отстойнике 6 пластовая вода не удовлетворяет требованиям для закачки ее в пласт, воду подвергают очистке. Для этого сначала в отстойнике 8 пластовая вода освобождается от механических примесей, шлама и от унесенных капелек нефти. Уловленная нефть из отстойника 8 смешивается с основным потоком нефти перед емкостью 7.

Далее пластовая вода поступает в дегазатор 9 для удаления сероводорода и остатков углеводородных газов, которые сбрасываются на факел. Подготовленная пластовая вода далее насосом 11 подается через узел учета воды 14 на кустовую насосную станцию (КНС) для закачки в пласт.

При высокой производительности установки УПСВ может быть предусмотрена очистка воды в резервуарах типа РВС. В некоторых случаях дегазатор размещают в составе КНС.

5.2 Технологическая схема установки подготовки нефти (УПН)

Установку подготовки нефти размещают на ЦППН. В зависимости от физико-химических свойств нефти, обводненности нефти, удаленности ЦППН от месторождений, наличия или отсутствия предварительной подготовки на ДНС, схемы УПН могут существенно отличаться друг от друга. Так, если нефть не подвергалась предварительному обезвоживанию на ДНС и ее обводненность составляет не менее 20-30%, то в схеме УПН необходимо предусматривать блок предварительного обезвоживания.

На рис. 19 приведена принципиальная схема установки УПН, включающая в себя разные возможные варианты подготовки.

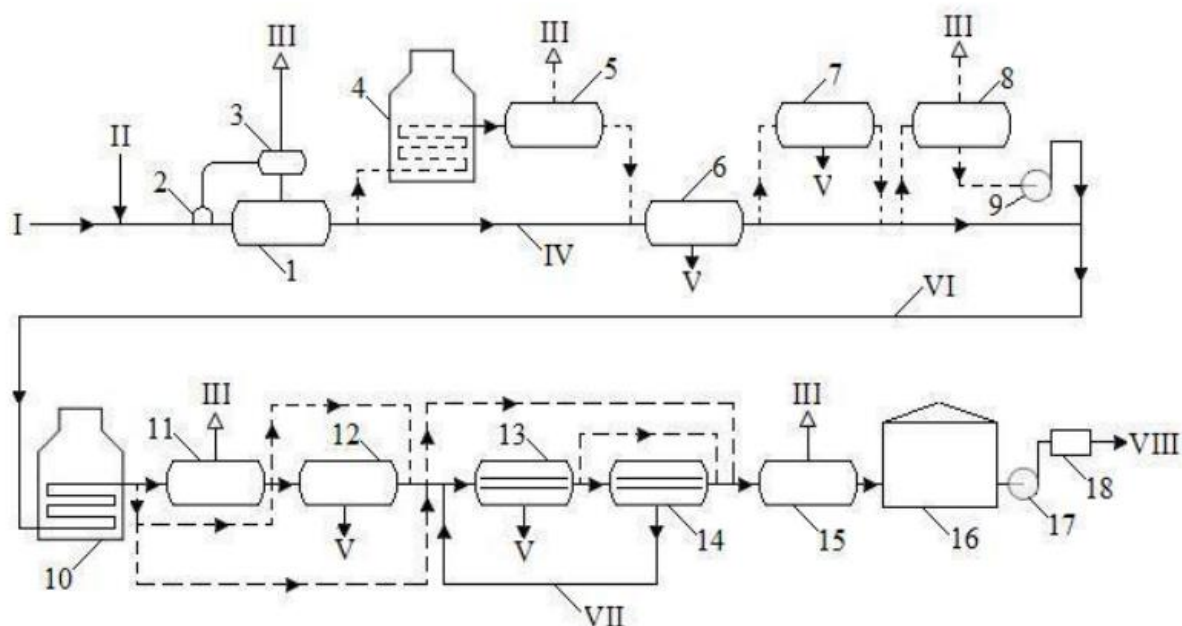


Рис. 19. Принципиальная схема установки подготовки нефти (УПН):
 I – нефть с ДНС или с АГЗУ; II – деэмульгатор; III – попутный нефтяной газ;
 IV – нефть после первой ступени сепарации; V – пластовая вода; VI – нефть с
 блока предварительного обезвоживания; VII – вода со второй ступени
 электродегидратации; VIII – товарная нефть; 1 – сепаратор; 2 – компенсатор-
 депульсатор; 3 – выносной каплеуловитель (газосепаратор); 4, 10 – трубчатые
 печи; 5, 11, 15 – сепараторы; 6, 7, 12 – отстойники; 8 – буферная емкость; 9,
 17 – насосы; 13, 14 – электродегидраторы; 16 – резервуар; 18 – узел учета
 количества и качества нефти

Рассмотрим вариант схемы УПН с блоком предварительного обезвоживания (верхний ряд аппаратов).

Блок предварительного обезвоживания. Нефть смешивается с деэмульгатором, ингибитором коррозии и поступает в сепаратор 1 первой ступени сепарации с предварительным отбором газа, имеющим компенсатор-депульсатор 2 и выносной каплеуловитель (газосепаратор) 3. При высокой засоленности в нефть перед сепаратором 1 может подаваться вода из аппаратов 12, 13 или 14 для промывки нефти и растворения кристаллов солей. Далее нефть поступает в отстойник 6 для предварительного обезвоживания. Для тяжелых и вязких парафинистых нефтей перед отстойником 6 может быть предусмотрен нагрев в печи 4 с дополнительной

сепарацией (или без нее) в сепараторе 5. Высокообводненные (с содержанием воды 70% и выше) тяжелые и высоковязкие нефти должны проходить предварительное обезвоживание в две ступени – в отстойниках 6 и 7. При этом первую ступень обезвоживания в отстойнике 6 лучше производить при естественной температуре без нагрева, чтобы сбросить основную массу воды. На второй ступени обезвоживания в отстойнике 7 возможно использование подогрева в печи (на схеме не показано). Вместо отстойников 6 и 7 для тяжелых нефтей можно использовать также резервуары типа РВС. Качество сбрасываемой воды из отстойников 6 и 7 должно соответствовать требованиям для закачки в пласт.

Процесс предварительного обезвоживания нефти предназначен для существенного снижения энергозатрат при нагреве пластовой воды в блоке подготовки нефти (в печи 10).

Блок подготовки нефти. В этот блок (нижний ряд аппаратов) нефть может поступать либо из блока предварительного обезвоживания нефти, либо с УПСВ, либо непосредственно с АГЗУ (при низкой обводненности).

Подготовка нефти может производиться в двух вариантах: с сырьевым насосом и без него. Если давление нефти на входе в блок составляет не менее 0,6 МПа, то насос 9 можно не устанавливать (и буферную емкость 8 тоже). Без насоса 9 давление насыщенных паров (ДНП) товарной нефти всегда ниже, чем в схеме с насосом, но в этом случае в составе попутного нефтяного газа будет больше тяжелых углеводородов (от пропана и выше).

Нефть насосом 9 (или под собственным давлением) поступает для нагрева в печь 10, затем в сепаратор 11, отстойник 12, электродегидратор 13 (или два электродегидратора 13 и 14) и конечный сепаратор 15 (КСУ).

Затем товарная нефть поступает в резервуар 16, откуда она насосом 17 подается в узел учета количества и качества нефти 18.

Если электрообезвоживание производится в одну ступень в электродегидраторе 13, то перед ним необходимо подавать деаэрированную

воду для промывки нефти в количестве 3-5 % на нефть и при необходимости деэмульгатор (на схеме не показано).

Если применяется две ступени электрообезвоживания, то воду со второй ступени (из аппарата 14) необходимо подавать для промывки нефти перед первой ступенью (перед аппаратом 13).

Если нефть слабо минерализована, то пресную воду можно не применять.

Глава 6 Сепарация нефти

6.1 Общие сведения

В процессе подъема нефти из пласта и транспорта ее до ЦППН постепенно снижается давление, и газ выделяется из нефти. Объем газа по мере снижения давления увеличивается, и поток нефти будет двухфазным или нефтегазовым. В случае расслоения воды и нефти поток может быть трехфазным.

Процесс отделения газа от нефти называется сепарацией. Аппарат, в котором это происходит, называется нефтегазовым сепаратором, или двухфазным сепаратором. Если в сепараторе производится еще и отделение пластовой воды – это трехфазный сепаратор.

Отвод отсепарированного газа осуществляется на ДНС и УПН ступенчато, постепенно, с понижением давления. Ступеней сепарации может быть несколько, и окончательное отделение газа происходит в концевых сепараторах или резервуарах при давлении, близком к атмосферному. Чем больше ступеней сепарации, тем больше выход дегазированной нефти из одного и того же количества пластовой жидкости. Но при этом увеличиваются капитальные затраты.

Первую ступень сепарации осуществляют на ДНС при давлении 0,6 МПа. Сепараторы на первой ступени называются сепараторами высокого давления. В них отделяется в основном метан и этан – это так называемый сухой газ. Он может транспортироваться на ГПЗ под собственным давлением без дополнительного сжатия компрессорами.

Следующие ступени сепарации осуществляются на УПН в сепараторах среднего и низкого давления. Обычно достаточно трех ступеней сепарации. Количество ступеней и давление сепарации определяется с учетом энергии пласта, физико-химических свойств нефти и схемы подготовки нефти.

В общем случае, необходимый диаметр и объем сепаратора с уменьшением давления увеличиваются, так как при этом увеличивается

объем газа. Конструктивно сепараторы бывают вертикальные и горизонтальные.

Все сепараторы состоят условно из четырех секций:

1. Основная сепарационная секция – это зона, куда непосредственно поступает нефть из узла ввода сырья. Здесь происходит отделение основной массы газа от нефти. В этой секции необходимо быстро отделить газ, удалить основную массу жидкости и извлечь крупные капли из газового потока.

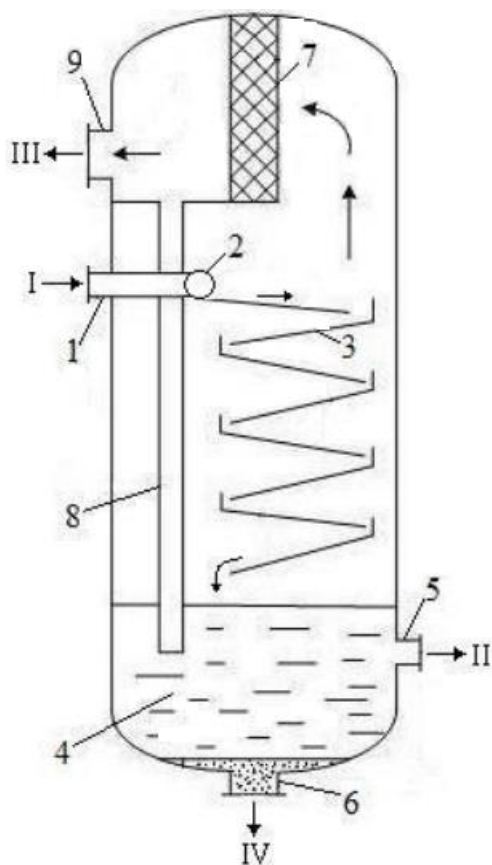
2. Осадительная секция, предназначенная для дополнительного отделения пузырьков газа из нефти. Для этого нефть направляют тонким слоем по наклонным плоскостям с большой площадью поверхности испарения.

3. Секция сбора дегазированной нефти. Обычно располагается в нижней части аппарата.

4. Каплеуловительная секция, служащая для улавливания мельчайших капелек нефти, уносимых потоком газа. Располагается в верхней части аппарата.

6.2 Вертикальные сепараторы

Вертикальные сепараторы (старое название трапы) имеют меньшую производительность по газу и жидкости, но позволяют проще удалять из аппарата механические примеси. В них легче осуществляется регулирование уровня жидкости, очистка от отложений твердого парафина. Они занимают меньшую площадь, обеспечивают более высокую точность замеров расхода жидкости в широком диапазоне нагрузок.



На рис. 20 приведена принципиальная схема вертикального сепаратора.

Рис. 20. Схема вертикального сепаратора:

I – нефтегазовая смесь; II – дегазированная нефть; III – газ; IV – механические примеси; 1 – штуцер ввода сырья; 2 – распределительный коллектор; 3 – наклонные полки; 4 – секция сбора нефти; 5 – штуцер вывода нефти; 6 – штуцер вывода мехпримесей; 7 – жалюзийный каплеуловитель; 8 – дренажная труба; 9 – штуцер вывода

газа

Сепаратор представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат диаметром 1,6 м. Нефтегазовая смесь под давлением поступает через штуцер 1 к раздаточному коллектору 2, из которого смесь попадает на наклонные полки 3, увеличивающие время стекания нефти и создающие большую площадь выделения пузырьков газа.

Дегазированная нефть стекает в секцию 4, где происходит отделение механических примесей. Нефть выводится через штуцер 5, механические примеси (песок, грязь и т.д.) – через штуцер 6. Основной поток газа вместе с мельчайшими капельками нефти поднимается вверх и поступает в жалюзийный каплеуловитель 7, в котором происходит «захват» (прилипание) капелек жидкости. Уловленная жидкость затем стекает пленкой по дренажной трубе 8 в секцию 4. Газ через штуцер 9 выводится из сепаратора.

Недостатками вертикальных сепараторов являются меньшая производительность по сравнению с горизонтальными сепараторами при

одном и том же диаметре, более низкая эффективность сепарации и меньшая устойчивость процесса сепарации для пульсирующих потоков.

6.3 Горизонтальные сепараторы

По конструкции горизонтальные сепараторы могут быть одноемкостные и двухемкостные. Одноемкостные широко применяются на ДНС и УПН на всех ступенях сепарации. Двухемкостные применяются в основном на автоматизированных групповых замерных установках (АГЗУ).

Трехфазные сепараторы также являются горизонтальными и, в основном, одноемкостными.

На рис. 21 приведена принципиальная схема горизонтального одноемкостного сепаратора.

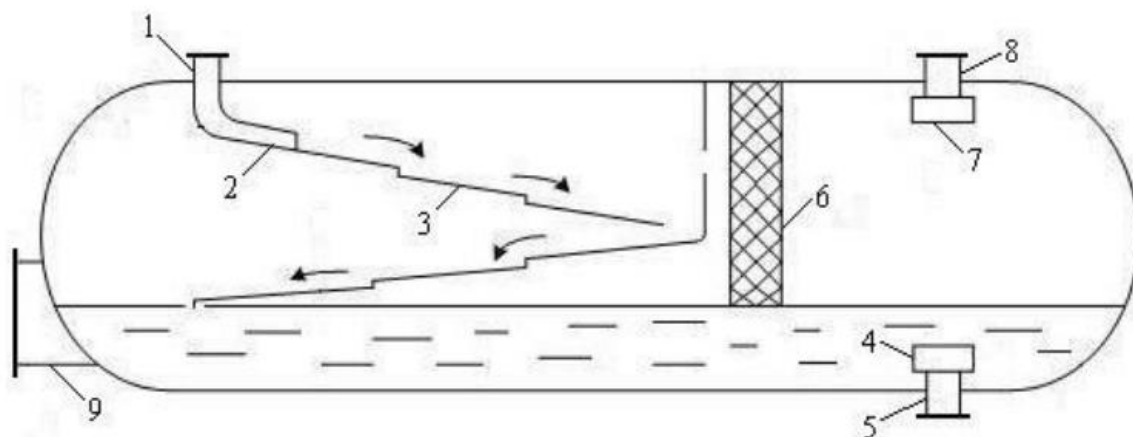


Рис. 21. Схема горизонтального сепаратора:

1 – штуцер ввода сырья; 2 – распределительное устройство; 3 – наклонные полки; 4 – устройство для предотвращения образования воронки; 5 – штуцер для вывода нефти; 6 – пеногаситель; 7 – каплеуловитель; 8 – штуцер для выхода газа; 9 – люк-лаз

Газонефтяная смесь поступает через штуцер 1 и распределительное устройство 2 на наклонные полки 3, снабженные порогами. Стекая по этим полкам, нефть освобождается от пузырьков газа.

Дегазированная нефть накапливается в нижней части сепаратора и выводится из аппарата через устройство для предотвращения образования воронки 4 и штуцер 5.

Газ, выделившийся из нефти, проходит пеногаситель 6, где разрушается пена, каплеуловитель 7, и через штуцер 8 отводится из аппарата.

В табл. 1 приведены основные технические характеристики сепараторов типа НГС, где V – объем аппарата, D_B – внутренний диаметр, L – длина сепаратора, вычисленная исходя из его объема и диаметра.

Пример условного обозначения сепаратора: НГС-0,6-3400, где НГС – нефтегазовый сепаратор; 0,6 – расчетное давление, МПа; 3400 – внутренний диаметр аппарата, мм.

Показатели работы сепараторов

Работа сепаратора любого типа характеризуется тремя показателями.

1. Степень разгазирования нефти или ее усадка определяется двумя показателями:

$$\mathcal{E}_H = \frac{G_H^{\text{нач}} - G_H^{\text{кон}}}{G_H^{\text{нач}}} \cdot 100\% \quad (24)$$

$$\mathcal{E}_Г = \frac{G_Г^{\text{кон}} - G_Г^{\text{нач}}}{G_Г^{\text{нач}}} \cdot 100\% \quad (25)$$

где $G_H^{\text{нач}}$ и $G_H^{\text{кон}}$ – соответственно массовый расход нефти до и после сепаратора;

$G_Г^{\text{нач}}$ и $G_Г^{\text{кон}}$ – соответственно массовый расход газа до и после сепаратора.

В герметизированных системах при любых режимах работы сепаратора выполняется условие:

$$\mathcal{E}_H + \mathcal{E}_Г = \text{const} \quad (26)$$

2. Степень уноса жидкости (нефти) с уходящим газом из сепаратора:

$$K_{\text{ж}} = \frac{V_{\text{ж}}}{V_Г} \quad (27)$$

где $V_{\text{ж}}$ – объемный расход жидкости, уносимой потоком газа из сепаратора;

$V_Г$ – объемный расход газа на выходе из сепаратора при рабочих условиях.

3. Степень уноса газа с уходящей жидкостью (нефтью) из сепаратора:

$$K_Г = \frac{V_Г}{V_{\text{ж}}} \quad (28)$$

где $V_Г$ – объемный расход газа, уносимый с нефтью из сепаратора при рабочих условиях;

$V_{\text{ж}}$ – объемный расход жидкости на выходе из сепаратора.

Чем меньше значение $K_{\text{ж}}$ и $K_{\text{г}}$, тем эффективнее работа сепаратора. Кроме этого, технически совершенным будет тот сепаратор, который имеет большую производительность с минимально необходимыми затратами металла на его изготовление.

Степень технического совершенства сепаратора характеризуется тремя показателями:

1. Минимальный диаметр капель жидкости, задерживаемых в сепараторе.

2. Максимально допустимая величина средней скорости газового потока в сепараторе.

3. Время пребывания жидкости в сепараторе, за которое происходит необходимое разделение свободного газа от жидкости.

При расчетах и проектировании газонефтяных сепараторов рекомендуется принимать $K_{\text{ж}} \leq 10^{-8}$ и $K_{\text{г}} \leq 0,2$. Это значит, что унос жидкости не должен превышать 10 мл на 1000 м³газа, а унос газа – не более 200 л на 1 м³жидкости.

Величина $K_{\text{г}}$ зависит от многих факторов, главными из которых являются: вязкость и плотность нефти, способность нефти к вспениванию, время задержки жидкости в сепараторе. Для невспенивающихся и маловязких нефтей время пребывания их в сепараторе рекомендуется принимать равным от 2 до 3 мин, для вспенивающихся и вязких нефтей – от 5 до 20 мин. Маловязкими считаются нефти с вязкостью около $5 \cdot 10^{-3}$ Па·с (5 сП), а вязкими – свыше $15 \cdot 10^{-3}$ Па·с (15 сП).

Самым эффективным и технически совершенным сепаратором является такой, из которого не выносятся капельная жидкость и пузырьки газа, при этом время задержки нефти в сепараторе и расход металла на его изготовление должны быть минимальными. Кроме этого, в таком сепараторе должно устанавливаться фазовое равновесие между газом и нефтью.

6.4 Устройство и принцип действия основных типов сепараторов

6.4.1 Гидроциклонные сепараторы

Для повышения эффективности процесса сепарации в горизонтальных сепараторах используют гидроциклонные устройства. Гидроциклонные сепараторы могут быть одноемкостные и двухъемкостные.

Одноемкостные гидроциклонные сепараторы могут применять на первой ступени сепарации, а для нефтей с большими газовыми факторами – на второй и третьей ступени. Сепаратор состоит из одной или нескольких гидроциклонных головок и технологической емкости (рис. 22).

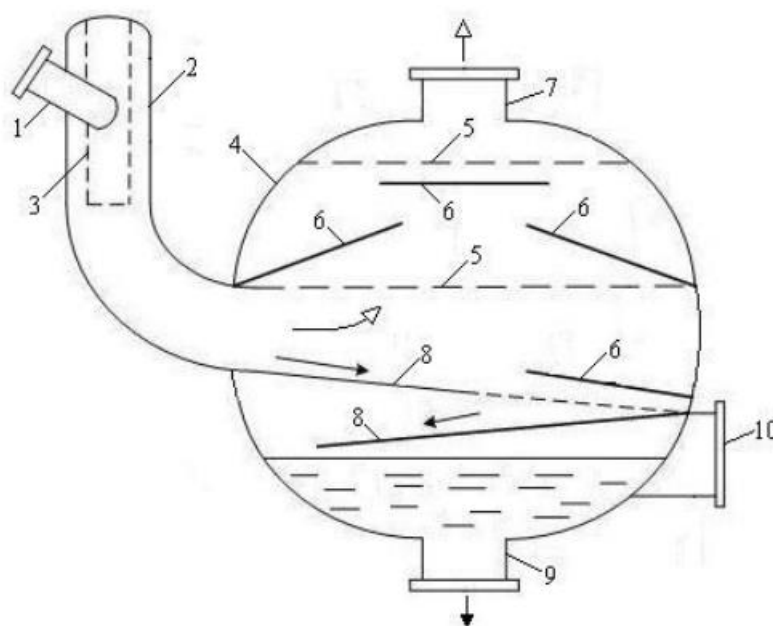


Рис. 22. Схема гидроциклонного одноемкостного сепаратора:

- 1 – штуцер ввода сырья; 2 – корпус гидроциклона; 3 – направляющий патрубок; 4 – корпус сепаратора; 5 – распределительные решетки; 6 – каплеотбойники; 7 –штуцер вывода газа; 8 – сливные полки; 9 – штуцер вывода нефти; 10 – люк-лаз

Газонефтяной поток входит тангенциально через штуцер 1 в корпус гидроциклона 2, диаметр которого 250 мм. Благодаря такому способу ввода смесь приобретает вращательное движение вокруг патрубка 3, образуя нисходящий вихрь. Более тяжелая нефть прижимается к стенкам гидроциклона 2, а газовый вихрь, вращаясь, движется в центре. Под действием центробежной силы газ выделяется из стекающей пленки. В

нижней части циклона предусмотрены устройства для предотвращения смешения газа с нефтью (на схеме не показаны).

Далее газовый и нефтяной потоки раздельно поступают в корпус сепаратора 4. Более легкий газ направляется вверх, проходит распределительные решетки 5, каплеотбойники 6 и выходит из сепаратора через штуцер 7. Решетки 5 нужны для выравнивания скорости газового потока путем распределения его по всему сечению аппарата и вместе с каплеотбойниками 6 улавливают капли жидкости.

Более тяжелая нефть поступает на сливные полки 8, стекает тонким слоем и освобождается от пузырьков газа. Кроме этого, полки обеспечивают равномерное поступление нефти в нижнюю часть емкости и уменьшают пенообразование. Разгазированная нефть выводится из сепаратора через штуцер 9.

Гидроциклонных головок в сепараторе может быть несколько, схема такого аппарата приведена на рис. 23.

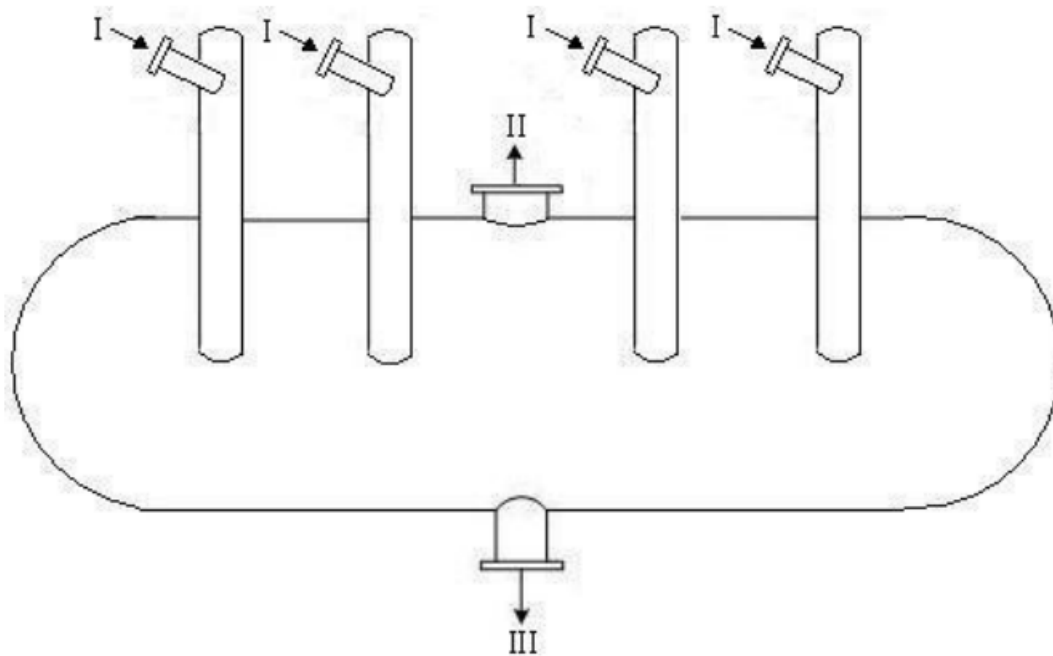


Рис. 23. Схема одноемкостного гидроциклонного сепаратора с несколькими гидроциклонами:

I – газонефтяная смесь; II – газ; III - нефть

Число гидроциклонов может быть 4, 6 или 8. Условное обозначение таких сепараторов следующее: например, ГС-4-1600-0,6, где ГС – гидроциклонный сепаратор, 4 – число гидроциклонных головок, 1600 – внутренний диаметр корпуса сепаратора в мм, 0,6 – рабочее давление в МПа.

Гидроциклонные двухъярусные сепараторы применяются на автоматизированных замерных установках типа «Спутник», после которых нефть и газ снова смешиваются и транспортируются на ДНС или УПН.

Схема такого сепаратора приведена на рис. 24.

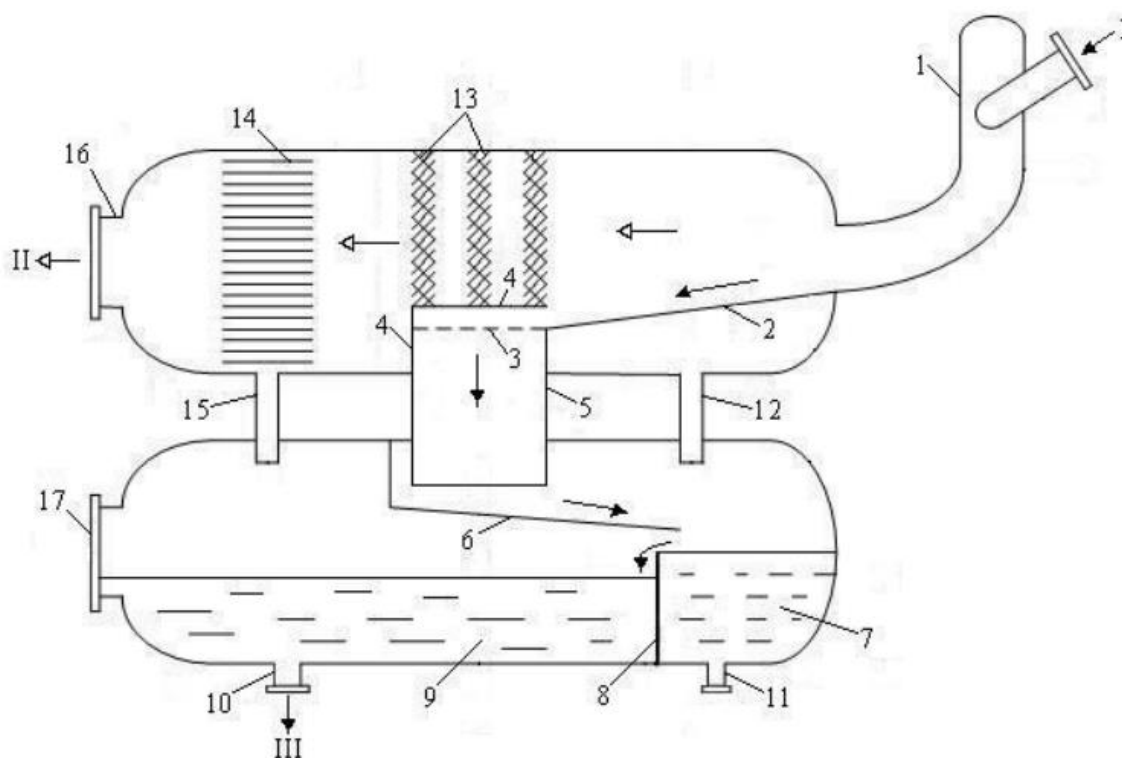


Рис. 24. Схема гидроциклонного двухъярусного сепаратора:

I – нефтегазовая смесь; II – газ; III – нефть; 1 – гидроциклон; 2 – сливная полка; 3 – разбрызгиватель; 4 – каплеотбойники; 5 – сливной патрубков; 6 – сливная полка; 7 – отсек для улавливания мехпримесей; 8 – перегородка; 9 – отсек для сбора нефти; 10 – штуцер для вывода разгазированной нефти; 11 – штуцер для сброса грязи и мехпримесей; 12 и 15 – дренажные патрубки; 13 – перфорированные сетки; 14 – жалюзийная насадка; 16 – штуцер для отвода газа; 17 – люк-лаз

Нефтегазовый поток, разделенный в гидроциклоне 1, поступает в верхнюю емкость сепаратора. Нефть по сливной полке 2 попадает на разбрызгиватель 3, где поток разбивается на отдельные струйки. Отбойники 4 изолируют зону разбрызгивателя от зоны движения газового потока. Далее

нефть через сливной патрубок 5 попадает в нижнюю емкость сепаратора. Там по сливной полке 6 нефть сначала поступает в отсек 7, где улавливается грязь и механические примеси, а затем через перегородку 8 нефть поступает в отсек сбора 9 и выходит через штуцер 10.

Газ на выходе из гидроциклона проходит три зоны. Сначала в зоне грубой очистки (до сеток 13) за счет резкого снижения скорости крупные капли нефти осаждаются под действием гравитационных сил и стекают через патрубок 12 в нижнюю емкость. Во второй зоне газ очищается от мелких капель, проходя через перфорированные сетки 13. В третьей зоне газ проходит жалюзийную насадку 14, где задерживаются более мелкие капли.

Уловленные таким образом во второй и третьей зонах капли нефти стекают через патрубок 15 в нижнюю емкость. Газ выходит из сепаратора через штуцер 16.

Сепараторы такого типа могут иметь следующие обозначения, например: СУ-2-3000-2,5, где СУ – сепарационная установка, 2 – двухемкостная, 3000 – производительность в м³/сутки, 2,5 – рабочее давление в МПа.

6.4.2 Сепараторы с предварительным отбором газа

При совместном движении нефти и газа в трубопроводах протяженностью несколько километров в результате падения давления происходит медленная, но равновесная сепарация нефти от газа. Так, при движении нефтегазовой смеси в трубе со скоростью до 5 м/с, наблюдается почти полное разделение потока на жидкую и газовую фазу. Это явление и используется в сепараторах с предварительным отбором газа.

Для этого предусматривают подводящую трубу необходимого диаметра, обеспечивающую разделение фаз и устройство для отбора газа из трубы (см. рис. 25).

Нефтегазовая смесь подводится к корпусу сепаратора по наклонному трубопроводу 1, наклон которого к горизонту может колебаться в пределах 3-4°. К нему вертикально приварена газоотводная вилка 2 – компенсатор-

депульсатор. В наклонном трубопроводе нефть и газ еще больше разделяются, нефть по продолжению трубопровода вводится в корпус сепаратора, а газ по вилке поступает в каплеуловитель 3, который фактически работает как сепаратор газа от капель нефти, поэтому его еще называют газосепаратор. Унесенные потоком газа капли нефти задерживаются в жалюзийных насадках 4 и стекают через патрубок 5 в сепаратор. Нефть с остатками газа поступает в корпус сепаратора и попадает сначала в плоский диффузор (на схеме не показан). В диффузоре постепенно происходит снижение скорости нефтегазового потока. Из диффузора нефть поступает с малой скоростью на наклонные полки 6, где происходит интенсивное отделение оставшихся пузырьков газа от нефти.

Полки находятся под углом 5-7°, они имеют поперечные планки-пороги 7 высотой 20-25 см через 50-70 см – для турбулизации потока. По ходу движения нефти предусмотрены пеногасители 8.

Отделившийся в корпусе сепаратора газ поступает через патрубок 13 в каплеуловитель 3. Нефть поступает сначала в отсек 9 для улавливания грязи и механических примесей, затем через перегородку 10 – в отсек 11 и через штуцер 12 отводится из сепаратора.

Такой способ сепарации позволяет значительно ускорить отделение газа от нефти. Газ внутри сепаратора не соприкасается с потоком жидкости, что уменьшает унос капелек нефти, так как газ имеет большую скорость. Кроме этого, в сепараторах с предварительным отбором газа меньше объем пены.

В гидроциклонных сепараторах из-за активного перемешивания фаз в нефти остается примерно в четыре раза больше пузырьков газа диаметром 2-3 мкм, чем в сепараторах с предварительным отбором газа. Поэтому унос газа с нефтью в гидроциклонных сепараторах больше, так как эти пузырьки не успевают полностью выделиться из нефти.

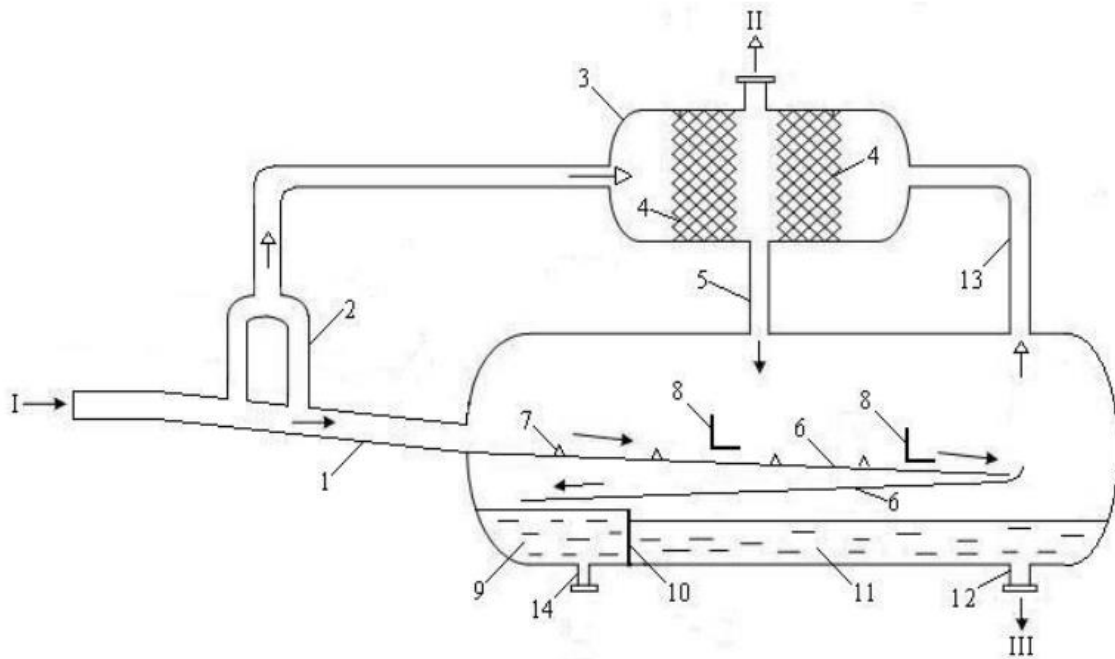


Рис. 25. Схема сепаратора с предварительным отбором газа:
 I – нефтегазовая смесь; II – газ; III – нефть; 1 – наклонная подводящая труба;
 2 – газоотводная вилка (компенсатор-депульсатор); 3 – каплеуловитель
 (сепаратор газа); 4 – жалюзийные насадки; 5 – дренажный патрубок; 6 –
 наклонные полки; 7 – поперечные планки-пороги; 8 – пеногасители; 9 – отсек
 для улавливания мехпримесей; 10 – перегородка; 11 – отсек для сбора
 разгазированной нефти; 12 – штуцер для отвода нефти; 13 – патрубок для
 отвода газа; 14 – штуцер для отвода мехпримесей

6.4.3 Трехфазные сепараторы

По мере разработки месторождения растет обводненность нефти. Основную массу пластовой воды лучше отделить от нефти как можно раньше – до поступления нефти на ЦППН, так как нагрев нефти с балластной водой приводит к большим затратам энергии.

Предварительный сброс пластовой воды осуществляется в трехфазных сепараторах.

Горизонтальные трехфазные сепараторы применяются на ДНС и УПН до нагрева нефти. На рис. 26 приведена схема трехфазного сепаратора типа БАС-1-100, где БАС – блочная автоматизированная сепарационная установка, 1 – номер модификации, 100 – объем сепаратора в м³.

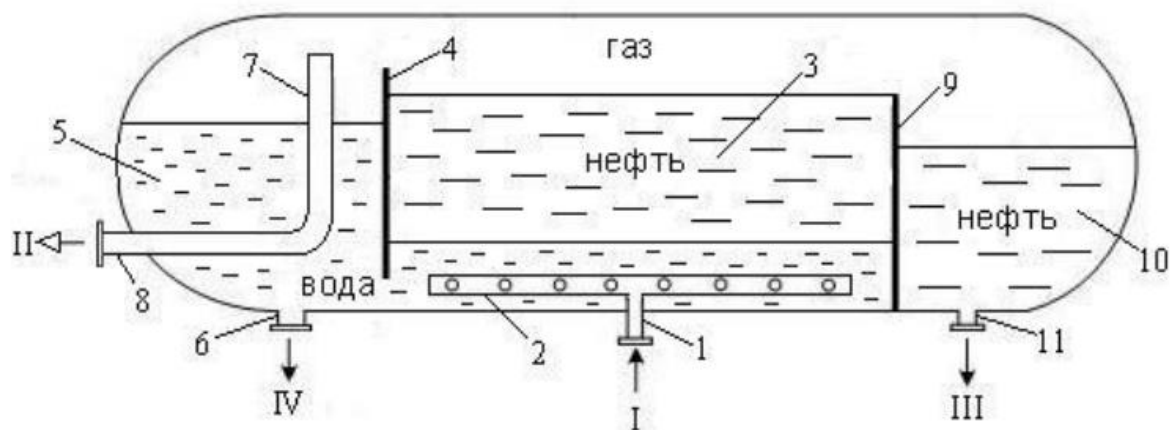


Рис. 26. Схема трехфазного сепаратора:

I – смесь нефти, газа и воды; II – газ; III – нефть; IV – вода; 1 – штуцер ввода сырья; 2 – распределительный коллектор; 3 – сепарационный отсек; 4 и 9 – перегородки; 5 – водяной отсек; 6 – штуцер отвода пластовой воды; 7 – газоотводная линия; 8 – штуцер отвода газа; 10 – нефтяной отсек; 11 – штуцер отвода нефти

Предварительно смешанная с деэмульгатором продукция скважин поступает через штуцер 1 и коллектор 2 в сепарационный отсек 3, где происходит гравитационное разделение нефти, газа и воды.

Более тяжелая вода собирается на дне отсека 3, из которого она перетекает под перегородкой 4 в отсек 5 и отводится через штуцер 6. Газ поднимается в верхнюю часть сепаратора и отводится по газоотводной линии 7 через штуцер 8.

Более легкая нефть собирается в верхнем слое жидкой фазы отсека 3, из которого через перегородку 9 нефть поступает в отсек 10 и через штуцер 11 отводится из аппарата. Производительность такого сепаратора 2500 м³ в сутки по жидкости.

Глава 7 Обезвоживание и обессоливание нефти

7.1 Нефтяные эмульсии

Обезвоживание нефтей на промыслах связано с разрушением образующихся эмульсий. Под нефтяными эмульсиями понимают мелкодисперсную механическую смесь нефти и воды.

Образование эмульсий может происходить в призабойной зоне, в стволе скважины, в наземном оборудовании – в результате взаимного перемешивания нефти и воды, дробления фаз и диспергирования.

Эмульсии делятся на лиофильные – термодинамически устойчивые и лиофобные – термодинамически неустойчивые. К последним относятся и нефтяные эмульсии.

Жидкость, которая находится в нефтяной эмульсии в диспергированном виде, то есть в виде капель, называется дисперсной или внутренней фазой. Жидкость, в объеме которой содержатся капельки другой жидкости, называется дисперсионной средой или внешней фазой.

По полярности дисперсной фазы и дисперсионной среды нефтяные эмульсии классифицируют на два вида. Эмульсии типа нефть в воде (Н/В), в которых дисперсной фазой является неполярная жидкость – нефть, а дисперсионной средой является полярная жидкость – вода, называются эмульсиями первого рода или прямыми. Эмульсии типа вода в нефти (В/Н), то есть эмульсии неполярной жидкости в полярной, называются эмульсиями второго рода или обратными. В прямых эмульсиях (Н/В) внешней фазой является вода, поэтому они смешиваются с водой в любых отношениях и обладают высокой электропроводностью. Обратные эмульсии (В/Н) смешиваются только с углеводородной жидкостью и не обладают заметной электропроводностью. Тип образующейся эмульсии в основном зависит от соотношения объемов нефти и воды.

По концентрации дисперсной фазы в дисперсионной среде нефтяные эмульсии классифицируют на три типа:

1. Разбавленные эмульсии, содержащие до 0,2% об. дисперсной фазы. Диаметр капелек дисперсной фазы составляет около 10^{-5} см, на капельках имеются электрические заряды, вероятность столкновения капелек низкая и эти эмульсии весьма стойкие.

2. Концентрированные эмульсии, содержащие до 74% об. дисперсной фазы. Капельки в таких эмульсиях могут осаждаться (седиментировать).

3. Высококонтрированные эмульсии, содержащие более 74% об. дисперсной фазы. Капельки дисперсной фазы не способны к седиментации.

Дисперсные системы, состоящие из капелек одного и того же диаметра, называются монодисперсными, а дисперсные системы, состоящие из капелек различного диаметра – полидисперсными. Нефтяные эмульсии относятся, как правило, к полидисперсным системам.

Если капельки дисперсной фазы не видны в микроскоп, то такие системы называются ультрамикроретерогенными, если капельки видны в микроскоп – это микроретерогенные системы.

В зависимости от диаметра капелек различают три вида эмульсий:

1. Мелкодисперсные эмульсии, в которых диаметр капелек не более 20 мкм.

2. Среднедисперсные эмульсии, имеющие диаметр капелек в пределах 20-50 мкм.

3. Грубодисперсные эмульсии, имеющие диаметр капелек более 50 мкм.

Физико-химические свойства нефтяных эмульсий

1. Дисперсность эмульсии – это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. Дисперсность характеризуется тремя величинами: диаметром капелек d , удельной поверхностью дисперсной фазы $S_{уд}$ и обратной величиной диаметра капельки, называемой обычно дисперсностью:

$$D = \frac{1}{d} \quad (29)$$

Основными параметрами, определяющими степень дисперсности эмульсии, является скорость потока, величина поверхностного натяжения на границе раздела фаз, величина и амплитуда пульсаций.

2. Вязкость эмульсий. Динамическая вязкость нефтяных эмульсий неаддитивное свойство, т.е.

$$\mu_{\text{э}} \neq \mu_{\text{н}} + \mu_{\text{в}} \quad (30)$$

где $\mu_{\text{н}}$ и $\mu_{\text{в}}$ – вязкости соответственно нефти и воды.

Динамическая вязкость эмульсии зависит от вязкости самой нефти, температуры образования эмульсии, содержания воды в нефти, степени дисперсности или диаметра капель воды.

Для расчета вязкости нефтяных эмульсий предложено несколько уравнений. А.Эйнштейн предложил следующую формулу:

$$\mu_{\text{э}} = \mu_{\text{н}}(1 + 2,5 \cdot V) \quad (31)$$

где V – доля обводненности нефти, т.е. отношение массы воды к массе нефтяной эмульсии.

Но эта формула справедлива при обводненности нефти до 15%.

Монсон получил формулу, пригодную для эмульсий с обводненностью до 50%:

$$\mu_{\text{э}} = \mu_{\text{н}}(1 + 2,5 \cdot V + 2,19 \cdot V^2 + 27,45 \cdot V^3) \quad (32)$$

В инженерных проектных расчетах применяется следующая формула:

$$\mu_{\text{э}} = \frac{\mu_{\text{н}}}{(1-V)^{2,5}} \quad (33)$$

3. Плотность нефтяных эмульсий определяют по уравнению аддитивности:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{н}}(1 - V) + \rho_{\text{в}} \cdot V \quad (34)$$

4. Электрические свойства. Нефть и вода в чистом виде – хорошие диэлектрики. Но наличие в пластовой воде растворенных солей и кислот увеличивает ее электропроводимость в десятки раз. При наложении электрического поля на нефтяную эмульсию капельки воды располагаются вдоль его силовых линий, что приводит к резкому увеличению

электропроводимости этих эмульсий. Это явление объясняется тем, что капельки воды имеют приблизительно в 40 раз большую диэлектрическую проницаемость, чем капельки нефти. Данное свойство эмульсий и используется для их разрушения в электрическом поле.

5. Устойчивость эмульсий и их старение. Основной показатель для нефтяных эмульсий – это их устойчивость (стабильность), т.е. способность в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на нефть и воду.

Устойчивость эмульсии выражается формулой:

$$\tau = \frac{H}{v} \quad (35)$$

где τ – время существования эмульсии, с;

H – высота столба эмульсии, см;

v – скорость расслоения эмульсии, см/с.

На устойчивость нефтяных эмульсий оказывают влияние следующие факторы: дисперсность, наличие природных эмульгаторов, наличие на капельках дисперсной фазы двойного электрического слоя, температура, кислотность пластовой воды (или величина pH).

Чем выше дисперсность эмульсии, тем она устойчивее при прочих равных условиях. Природные эмульгаторы, образующие на поверхности капель дисперсной фазы адсорбционный слой, препятствуют слиянию капель и способствуют стабилизации эмульсий.

Двойной электрический слой на поверхности капель дисперсной фазы также препятствует их слиянию и повышает устойчивость эмульсий.

При повышении температуры устойчивость эмульсий снижается, так как уменьшается прочность адсорбционного слоя эмульгаторов, снижается вязкость нефти, повышается растворимость эмульгаторов в нефти. В результате капли воды быстрее сливаются и эмульсия разрушается.

При понижении температуры механическая прочность адсорбционного слоя эмульгаторов увеличивается и повышается стойкость эмульсий.

С увеличением щелочности пластовой воды (при высоких значениях рН) снижаются реологические свойства поверхностных слоев на границе раздела фаз, что влечет расслоение эмульсии.

Старение эмульсии – это формирование во времени адсорбционного слоя эмульгаторов на поверхности капель воды, увеличение толщины и прочности этого слоя. Эмульсия становится более устойчивой. В начальный период старение происходит весьма интенсивно, затем постепенно замедляется и примерно через сутки прекращается.

7.2 Природные эмульгаторы и деэмульгаторы

В нефти и в пластовой воде всегда имеются вещества, которые способствуют образованию и стойкости нефтяных эмульсий. Такие вещества называются эмульгаторами. К ним относятся смолы, асфальтены, асфальтогеновые кислоты, нафтеновые кислоты, жирные кислоты, соли этих кислот и др. Эти эмульгаторы являются природными поверхностно-активными веществами (ПАВ). Поверхностно-активными называются вещества, понижающие поверхностное натяжение системы на границе раздела фаз.

Природные эмульгаторы могут быть ионогенные (способные диссоциировать в водных растворах на ионы) и неионогенные (не диссоциирующие в водных растворах на ионы).

Молекула любого ПАВ, строению состоит из двух частей – короткой полярной группы и длинного неполярного углеводородного радикала (рис. 27).

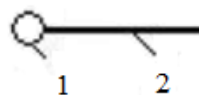


Рис. 27. Условное строение молекулы ПАВ:
1 – полярная часть; 2 – неполярная часть

Полярная часть молекулы ПАВ содержит атомы кислорода, серы, азота и представляет собой карбоксильные, карбонильные, эфирные и другие группы. Полярная часть обладает значительным дипольным моментом,

хорошо растворяется в воде и плохо в нефти, то есть является гидрофильной частью молекулы. Неполлярная часть хорошо растворяется в нефти и плохо в воде, поэтому является гидрофобной частью молекулы. Эта особенность молекул ПАВ называется дифильностью.

Адсорбируясь на границе раздела фаз, молекулы эмульгаторов ориентируются таким образом, что гидрофильная часть молекул будет находиться в воде, полярной среде, а гидрофобная часть – в нефти, неполярной среде. Таким образом, молекулы эмульгаторов растворяются в воде частично, только своей гидрофильной частью. На рис. 28 показано образование прямых и обратных эмульсий в присутствии эмульгаторов.



Рис. 28. Адсорбция молекул эмульгаторов на поверхности капель дисперсной фазы: а – прямая эмульсия, типа нефть в воде (Н/В); б – обратная эмульсия, типа вода в нефти (В/Н)

Деэмульгаторы – это искусственно синтезированные поверхностно-активные вещества, способные разрушать нефтяные эмульсии.

Разрушение нефтяных эмульсий можно достичь введением в систему такого поверхностно-активного вещества, которое способно вытеснить из адсорбционного слоя природный эмульгатор и не способного стабилизировать вновь эмульсию любого типа. Для успешного разрушения стабилизированной эмульсии синтетический деэмульгатор по эффективности всегда должен быть намного выше, чем природный эмульгатор.

Все ПАВ делятся на две группы: ионогенные и неионогенные. Ионогенные в водных растворах образуют ионы. В зависимости от того, какой ион обладает поверхностной активностью, ионогенные ПАВ могут быть анионактивными или катионактивными.

Одним из первых промышленных деэмульгаторов был НЧК – нейтрализованный черный контакт, получаемый сульфированием нефтяных фракций с повышенным содержанием алкилароматических углеводородов. Этот анионактивный деэмульгатор имел ряд существенных недостатков, поэтому был снят с производства.

Наибольшее распространение получили неионогенные деэмульгаторы. Производство неионогенных ПАВ началось с 30-х годов XX века. Самый простой способ их получения заключается в присоединении нескольких молекул окиси этилена (полиоксиэтилирование) к органическим веществам, имеющим подвижный атом водорода (высшие жирные кислоты, высшие жирные спирты, алкилфенолы, высшие амиды и амины). Эта реакция легко протекает при 140-200 °С в присутствии небольшого количества щелочного катализатора. Изменяя соотношение длины гидрофильной и гидрофобной части, можно регулировать поверхностно-активные свойства деэмульгатора.

Высокоэффективные современные полимерные неионогенные деэмульгаторы получают путем присоединения к базовому соединению не только окиси этилена, но и окиси пропилена. Таким путем получают деэмульгаторы Проксанол, Реапон, Дипроксамин.

Неионогенные деэмульгаторы обладают следующими преимуществами:

- 1) небольшой расход по сравнению с ионогенными ПАВ;
- 2) не реагируют с солями и кислотами и не образуют нерастворимых осадков на внутренних стенках труб и аппаратов;
- 3) не способствуют образованию эмульсии типа нефть в воде в отличие от ионогенных деэмульгаторов, которые могут превращать эмульсию вода в нефти в эмульсию нефть в воде, что приводит к повышению содержания нефти в сточных водах.

Деэмульгаторы для разрушения эмульсий типа вода в нефти должны удовлетворять основным требованиям:

- 1) обеспечивать высокую степень обезвоживания нефти при минимальном расходе, минимальной температуре нагрева эмульсии и минимальной продолжительности отстоя;
- 2) хорошо растворяться в одной из фаз эмульсии;
- 3) не допускать стабилизации эмульсии противоположного типа;
- 4) иметь высокую поверхностную активность для вытеснения с поверхности капель воды природных эмульгаторов;
- 5) образовывать на поверхности капель воды адсорбционный гидрофильный слой, не препятствующий слиянию капель;
- 6) максимально снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз при минимальном расходе деэмульгатора;
- 7) не коагулировать в пластовых водах;
- 8) не вызывать коррозии труб и оборудования;
- 9) быть недорогими, универсальными, транспортабельными, не изменять своих свойств от перепадов температур, не ухудшать качество нефти.

Неионогенные деэмульгаторы удовлетворяют большинству предъявляемых требований, но, обладая еще и хорошими моющими свойствами, эти ПАВ смывают со стенок труб и оборудования нефтяные пленки и обнажают поверхность металла для контакта с корродирующими веществами.

7.3 Методы разрушения нефтяных эмульсий

Существует несколько методов деэмульгирования (разрушения) нефтяных эмульсий типа вода в нефти. К основным относятся:

- 1) внутритрубная деэмульсация;
- 2) гравитационный метод или холодный отстой;
- 3) термохимический метод;
- 4) термоэлектрохимический метод;
- 5) фильтрация;
- 6) центрифугирование

Внутритрубная деэмульсация нефти. Этот метод получил широкое распространение в связи с синтезом высокоэффективных неионогенных деэмульгаторов. Непосредственно в трубопровод с потоком нефтяной эмульсии вводят деэмульгатор, который, перемешиваясь при движении с эмульсией, разрушает ее. Это приводит к увеличению производительности установок подготовки нефти, улучшению качества ее подготовки, повышению пропускной способности системы промыслового сбора.

Гравитационный метод или холодный отстой. Разрушенную внутритрубной деэмульсацией нефтяную эмульсию подают в отстойники, трехфазные сепараторы или в резервуары, где происходит расслоение эмульсии без предварительного подогрева.

Процесс отстоя определяется скоростью коалесценции (слияния) капелек воды, на которую влияют следующие факторы.

1) Дисперсность водной фазы. Чем ниже дисперсность эмульсии (т.е. чем больше диаметр капелек воды), тем меньше время коалесценции и тем меньше время отстоя.

2) Высота падения капелек. Чем она больше, тем больше время отстоя.

3) Разность плотностей фаз. Чем она больше, тем больше скорость осаждения.

4) Вязкость нефти. Чем меньше вязкость нефти (для эмульсий типа вода в нефти), тем меньше время отстоя.

5) Температура. С увеличением температуры уменьшаются вязкость и плотность нефти и, следовательно, время отстоя.

6) Наличие двойного электрического слоя на поверхности капелек дисперсной фазы замедляет коалесценцию и увеличивает время отстоя.

Термохимический метод. Этот способ применяется для большинства нефтей, так как внутритрубной деэмульсацией и холодным отстоем не удается достигнуть требуемого качества нефти по содержанию воды и солей, особенно для тяжелых, парафино-смолистых и вязких нефтей. Поэтому для

повышения эффективности разрушения эмульсии ее предварительно нагревают в присутствии деэмульгатора и только затем подвергают отстою.

Термоэлектрохимический метод. Этот способ применяется для разрушения наиболее стойких эмульсий тяжелых ($880-940 \text{ кг/м}^3$) и вязких (25-50 сП) нефтей. Кроме этого, этот метод применяют для глубокого обезвоживания нефтей (до содержания воды менее 0,1 % масс.) на всех нефтеперерабатывающих заводах перед атмосферной перегонкой.

Суть метода заключается в следующем. Эмульсия после предварительного обезвоживания холодным отстоем или термохимическим методом нагревается и подается с электродегидратор, в котором она подвергается воздействию переменного электрического поля высокого напряжения.

В результате индукции капельки воды поляризуются и вытягиваются в эллипсы вдоль силовых линий поля с образованием в вершинах капелек воды электрических зарядов, противоположных по знаку зарядам на электродах (рис. 29).

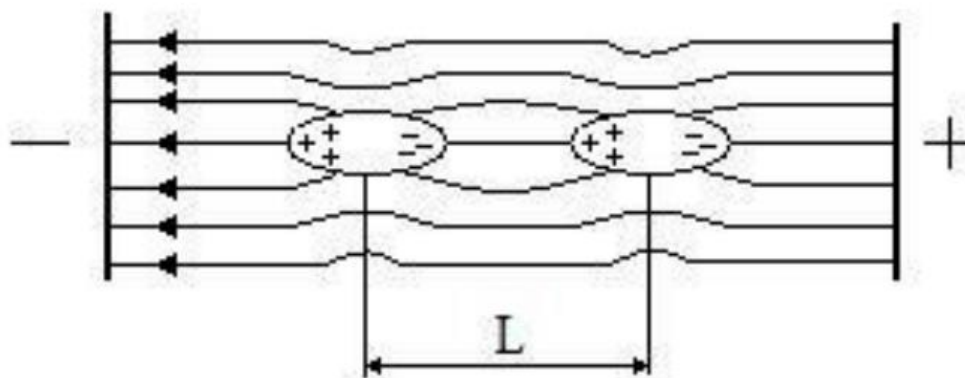


Рис. 29. Капельки воды эмульсии в электрическом поле

Процесс проводят при обычной промышленной частоте переменного тока 50 Гц. Напряжение, подаваемое на электроды, не должно превышать 44 кВ, так как при этом происходит настолько сильная поляризация капелек воды и их растягивание вдоль линий поля, что происходит их разрыв на более мелкие капельки. Это приводит, наоборот, к увеличению дисперсности эмульсии.

Фильтрация. Нестойкие и средней стойкости нефтяные эмульсии типа вода в нефти успешно разрушаются при прохождении через фильтрующий слой, которым может служить гравий, битое стекло, полимерные шарики, древесные и металлические стружки, стекловата и др.

Фильтрующее твердое вещество для разрушения эмульсий должно удовлетворять основным требованиям:

1) иметь хорошую смачиваемость, благодаря которой происходит сцепление капель воды с фильтрующим веществом и разрыв адсорбционных пленок эмульсии, способствующий коалесценции капель воды;

2) быть достаточно прочными, обеспечивая длительную эксплуатацию без замены.

Конструктивно фильтры выполняют в виде колонн, размеры их зависят от объема прокачиваемой эмульсии, вязкости ее и скорости движения. В зависимости от вида фильтра используют насыпные и набивные фильтры. Насыпные фильтры состоят из слоев мелкозернистых материалов (гравий, битое стекло). Эти фильтры по эффективности считаются одними из лучших, однако обладают большим сопротивлением. Набивные фильтры состоят из нескольких слоев волокнистых материалов (стеклоткани, стекловаты). При прохождении эмульсии через аппарат укрупнившиеся капли воды стекают вниз, а нефть, свободно пройдя фильтр, выходит из аппарата.

Особенно успешно в качестве фильтрующего вещества применяется стекловата, обладающая хорошей смачиваемостью водой и несмачиваемостью нефтью, большой устойчивостью и долговечностью.

Центрифугирование. Сущность этого способа заключается в следующем. Нефтяная эмульсия подается в центрифугу, в которой размещается быстро вращающийся аппарат, придающий ей определенное направление движения. Благодаря центробежной силе вода, как более тяжелая, приобретает большую скорость и стремится выйти из связанного состояния, концентрируясь и укрупняясь вдоль стенок аппарата и стекая вниз. Обезвоженная вода и нефть отводятся по самостоятельным трубам.

Основной частью аппарата является вращающийся барабан, снабженный пакетом с большим числом конических перегородок (тарелок) из тонкого листового металла. Эти конические тарелки собраны таким образом, что имеющиеся в них отверстия совпадают и образуют сквозные каналы, в которые поступает эмульсия из центрального патрубка. Сначала эмульсия поступает в нижнюю полость (дно) барабана, затем распределяется между перегородками и поднимается вверх. При перемещении эмульсии снизу вверх под действием центробежной силы происходит разделение ее на нефть и воду.

7.4 Аппараты для обезвоживания нефти

Для осуществления процесса обезвоживания нефти на промыслах применяют резервуары, отстойники, трехфазные сепараторы, подогреватели-деэмульсаторы, электродегидраторы, которые должны иметь такую конструкцию, чтобы осуществить качественное разделение нефти и воды, т.е. нефть на выходе из аппарата должна содержать минимальное количество воды и солей, а в отделившейся воде, подлежащей закачке снова в пласт, не должно содержаться эмульгированных капелек нефти и механических примесей.

7.4.1 Резервуары-отстойники

На промыслах для приема, хранения и отпуска сырой и товарной нефти применяют резервуары типа РВС (резервуар вертикальный стальной). Резервуары-отстойники для обезвоживания нефти производят на базе типовых вертикальных резервуаров РВС. Они должны работать с постоянным уровнем нефти и оборудоваться специальным распределительным устройством, обеспечивающим равномерность подъема нефтеводяной смеси по всему сечению аппарата. На рис. 30 приведена схема одного из вариантов резервуара-отстойника.

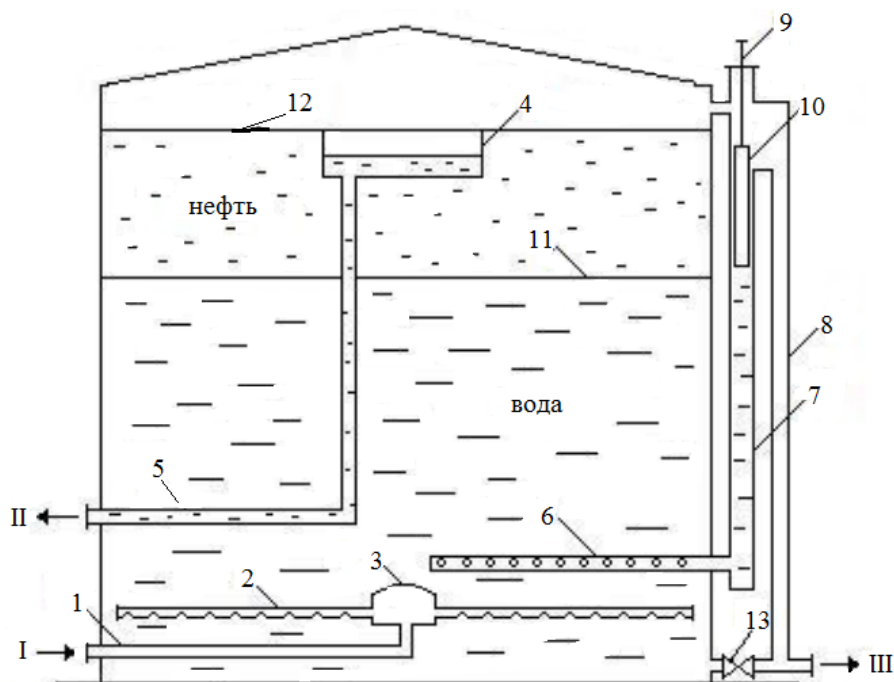


Рис. 30. Схема резервуара-отстойника:

I – нефтяная эмульсия; II – отстоявшаяся нефть; III – пластовая вода;
 1 –подводящий трубопровод; 2 – лучевые отводы с отверстиями; 3 – общая емкость; 4 – цилиндрическая емкость для сбора и вывода нефти;
 5 – трубопровод для вывода нефти; 6 – водосборная труба; 7 – восходящая труба гидрозатвора; 8 – нисходящая труба гидрозатвора; 9 – регулирующий шток; 10 – подвижный цилиндр (местное сопротивление); 11 – уровень воды; 12 – уровень нефти; 13 – задвижка для опорожнения резервуара

Нефтяная эмульсия поступает по трубопроводу 1 в емкость 2, выполненную в виде барабана с эллиптической крышкой. К емкости 3 для равномерного распределения эмульсии по сечению резервуара подсоединены веером шестнадцать лучевых отводов 2 с отверстиями. Отводы имеют в нижней части отверстия с постепенным увеличением их диаметра от центра к периферии. Нефтяная эмульсия через отверстия в отводах поступает равномерно под слой дренажной воды, служащей своеобразным «гидрофильным фильтром», где происходят процессы дополнительной деэмульсации и очистка отделившейся от нефти воды.

Более легкая нефть поднимается наверх, стекает в емкость 4 и по трубе 5 отводится из резервуара. Пластовая вода через трубу 6 поднимается по восходящей трубе гидрозатвора 7, затем проходит кольцевое пространство между цилиндром 10 и внутренней стенкой восходящей трубы, испытывая

местное гидравлическое сопротивление. Далее вода переливается в нисходящую трубу гидрозатвора 8 и отводится из аппарата. С помощью гидрозатвора регулируется уровень воды 11 путем изменения величины местного гидравлического сопротивления перемещением вверх или вниз цилиндра 10 с помощью штока 9.

7.4.2 Отстойники

В отстойники, как правило, поступает разрушенная внутритрубной деэмульсацией смесь нефти и воды. Конструкции отстойников должны обеспечить равномерность выхода струй жидкости из распределителя потока (маточника) по всему сечению аппарата. Форма маточника и характер ввода эмульсии могут отличаться для разных отстойников.

На рис. 31 приведена схема отстойника типа ОГ (отстойник горизонтальный).

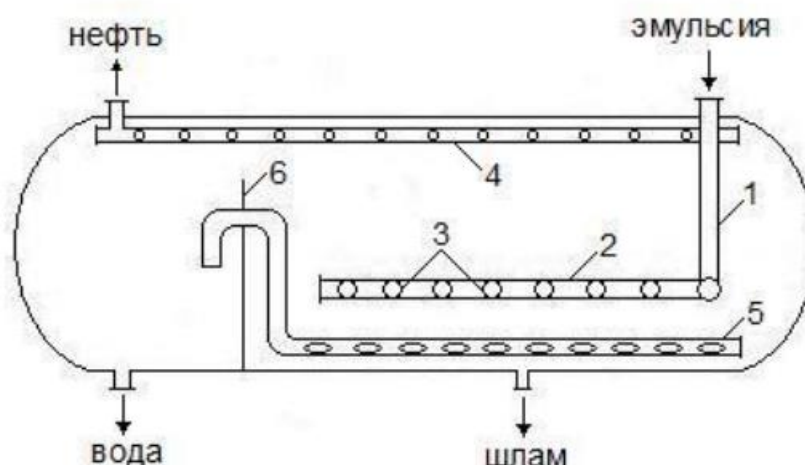


Рис. 31. Схема отстойника:

- 1 – стояк для ввода эмульсии; 2 – коллектор; 3 – отводы с отверстиями; 4 – перфорированный сборный коллектор для нефти; 5 – перфорированная труба; 6 – перегородка

Разрушенная нефтяная эмульсия поступает по вертикальному стояку 1 в распределительный коллектор 2, к которому приварены перпендикулярно к оси аппарата отводы 3 с отверстиями, из которых эмульсия выходит равномерными струями по всему сечению отстойника.

При выходе струй из отводов режим движения их должен быть ламинарным, чтобы предотвратить возможное образование стойких

эмульсий в объеме самого отстойника. Затем нефть поднимается вверх через водяную подушку и через перфорированный коллектор 4 отводится из аппарата. Вода оседает в дренаж и по перфорированной трубе 5 перетекает в чистый водяной отсек, из которого она отводится. Механические примеси, грязь (шлам) отводятся по мере накопления через нижний штуцер.

В отстойнике другой конструкции (рис. 32) предварительно разрушенная эмульсия входит перпендикулярно оси аппарата по патрубку 1 и через прорези коллектора 2 вытекает равномерно по направлению к стенкам аппарата.

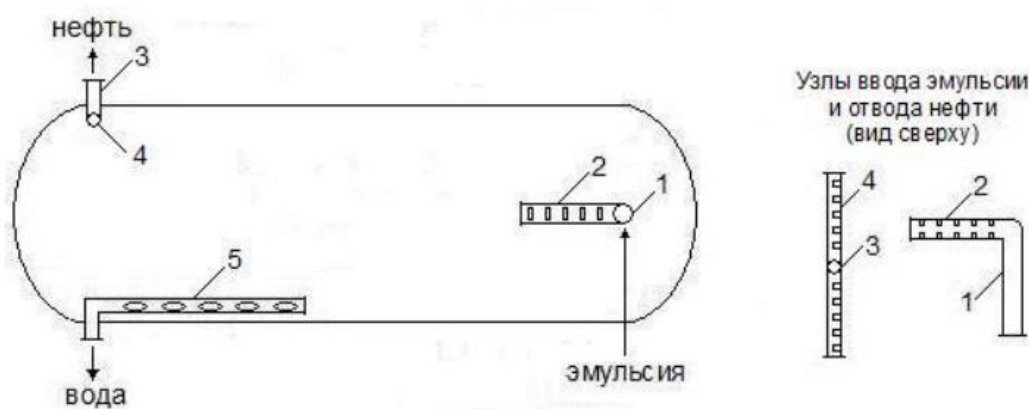


Рис. 32. Схема отстойника:

1 – патрубок ввода эмульсии; 2 – коллектор ввода эмульсии; 3 – патрубок вывода нефти; 4 – коллектор для сбора нефти; 5 – коллектор для сбора воды

Далее эмульсия постепенно перемещается вдоль оси аппарата справа налево, при этом происходит ее расслаивание, вода собирается в нижней части и удаляется через коллектор 5, а нефть забирается коллектором 4 и отводится через стояк 3. Длина отстойника должна быть такой, чтобы обеспечить полное расслоение эмульсии за время ее пребывания в аппарате при оптимальной скорости движения потока.

7.4.3 Подогреватели-деэмульсаторы

Эти аппараты предназначены для осуществления предварительного обезвоживания нефти термохимическим способом. Нефтяная эмульсия поступает в эти аппараты после сепараторов первой ступени, либо они оснащаются дополнительными сепараторами.

В подогревателях-деэмульсаторах совмещен процесс нагрева нефтяной эмульсии с последующим отстоем. Конструктивно эти аппараты бывают вертикальные и горизонтальные. Вертикальные аппараты имеют в несколько раз меньшую производительность и тепловую мощность по сравнению с горизонтальными.

Принципиальная схема аппарата представлена на рис. 33.

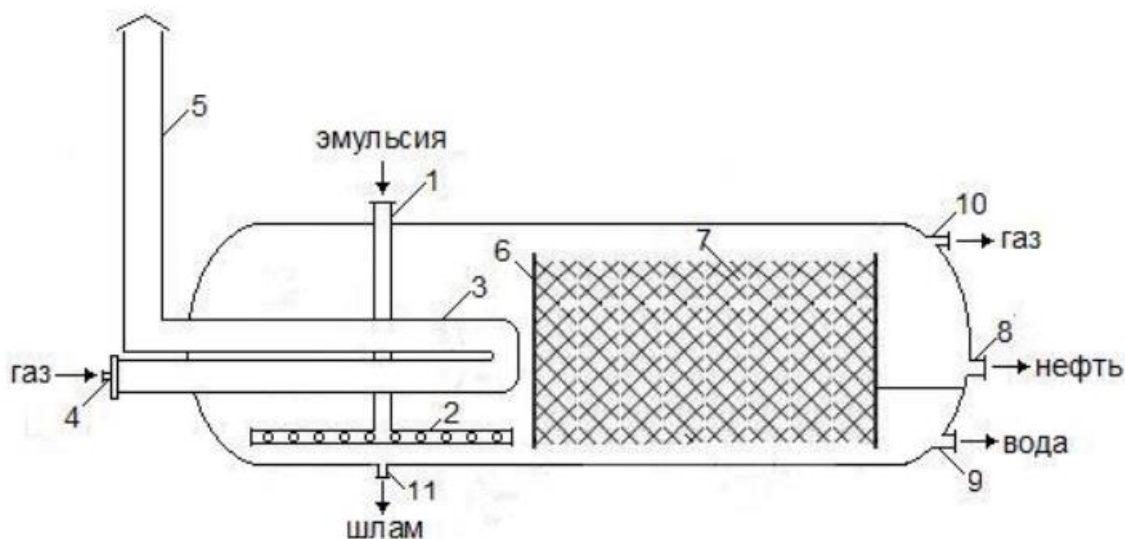


Рис. 33. Схема подогревателя-деэмульсатора:

1 – штуцер входа эмульсии; 2 – распределительный коллектор эмульсии; 3 – жаровые трубы; 4 – газовая горелка; 5 – дымовая труба; 6 – перегородка; 7 – коалесцирующие пластины; 8 – штуцер вывода нефти; 9 – штуцер вывода воды; 10 – штуцер вывода газа

Представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат с эллиптическими днищами. Нефтяная эмульсия поступает через входной штуцер 1 в секцию подогрева. В этой секции расположены две U-образные жаровые трубы 3 с газовыми горелками 4 и дымовыми трубами 5. Жаровые трубы располагаются в слое горячей пластовой воды, которая нагревается за счет сжигания газа в горелках 4.

Нефтяная эмульсия из штуцера 1 попадает в специальный узел, где происходит первичное разделение газа и жидкости, вода при этом направляется вниз в водную фазу. Это предохраняет жаровые трубы от попадания холодной воды непосредственно на них. На рис. 4 узел ввода показан упрощенно в виде коллектора 2.

Эмульсия попадает в слой горячей воды, промывается и разрушается. Вода опускается в нижнюю часть секции подогрева, нефть поднимается вверх и перетекает через перегородку 6 в секцию коалесценции, где происходит дополнительное разделение на нефть и воду. В секции коалесценции нефть проходит через набор рифленых полипропиленовых пластин 7, установленных вертикально вдоль оси аппарата. Пластины расположены близко друг к другу и создают большую коагуляционную поверхность. Укрупненные капли нефти поднимаются вверх, а вода под действием гравитации оседает в нижней части аппарата.

Выход нефти из секции коалесценции осуществляется через перегородку в сборник, откуда нефть отводится через штуцер 8. Вода из секции подогрева соединяется с водой из секции коалесценции и выводится через штуцер 9. Отделившийся газ собирается в верхней части аппарата и отводится через каплеуловитель (на рис. 33 не показан) и штуцер 10 из аппарата. Часть газа используется для сжигания в горелках 4.

В нижней части секции подогрева расположена система очистки от механических примесей, которая включает в себя коллекторы промывочной воды с инжекционными соплами для размыва мехпримесей, расположенные по всей длине аппарата. Удаление шлама производится через штуцер 11.

7.4.4 Электродегидраторы

Электродегидраторы предназначены для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти термоэлектрохимическим методом. Применяют их как на промыслах, так и на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ). На промыслах электродегидраторы позволяют разрушить самые стойкие эмульсии из тяжелых и вязких нефтей, на НПЗ – довести содержание воды в нефти до значений менее 0,1% масс. и хлористых солей – до 3-5 мг/л.

Электродегидраторы бывают вертикальные и горизонтальные. Горизонтальные применяются чаще, так как более эффективны и экономичны, имеют большую площадь электродов и большую

производительность. На рис. 34 представлена схема горизонтального аппарата типа ЭГ (ЭГ – электродегидратор горизонтальный).

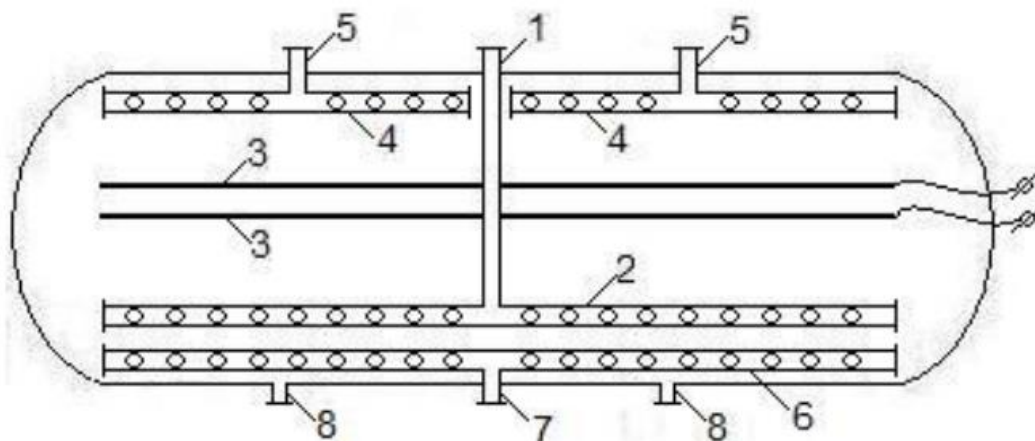


Рис. 34. Схема электродегидратора типа ЭГ:

- 1 – штуцер ввода эмульсии; 2 – коллектор ввода эмульсии;
 3 – электроды; 4 – коллектор сбора нефти; 5 – штуцер вывода нефти;
 6 – коллектор сбора воды; 7 – штуцер вывода воды; 8 – штуцер вывода шлама

Эмульсия подается в электродегидратор через штуцер 1 в коллектор 2, обеспечивающий равномерное поступление ее по всему горизонтальному сечению аппарата. Для этого в коллекторе предусмотрены отводы с отверстиями. Эмульсия последовательно проходит три зоны обработки. Выходя из отверстий коллектора 2, эмульсия попадает в водяную подушку, уровень которой поддерживается автоматически на 20-30 см выше коллектора 2 (но ниже нижнего электрода). В этой зоне эмульсия подвергается водной промывке, в результате которой она теряет основную массу пластовой воды. Затем эмульсия поднимается вверх с небольшой скоростью и поступает во вторую зону – между уровнем отстоявшейся воды и нижним электродом 3, где эмульсия обрабатывается электрическим полем слабой напряженности. В этой зоне коагулируют наиболее крупные глобулы воды. После чего в третьей зоне – между двумя электродами 3 эмульсия испытывает воздействие электрического поля высокой напряженности. В результате даже самые мелкие капельки воды быстро коалесцируют и оседают в нижнюю часть аппарата, откуда вода забирается коллектором 6 и отводится через штуцер 7. Обезвоженная и обессоленная нефть поднимается

в верхнюю часть электродегидрататора, собирается коллектором 4 и отводится через штуцер 5. Шлам по мере накопления удаляется через штуцеры 8. Равномерность поступления эмульсии по всему горизонтальному сечению аппарата при движении потока вертикально вверх и ступенчатое повышение напряженности между электродами позволяют эффективно разрушать любые эмульсии. При этом не создается опасения электрического пробоя и достигается высокая степень обезвоживания и обессоливания нефти.

Электроды подвешиваются на изоляторах горизонтально друг над другом на расстоянии 25-40 см, имеют форму прямоугольных рам, занимающих все продольное сечение аппарата. Питание электродов осуществляется от повышающего трансформатора, который монтируется сверху на корпусе аппарата. Напряжение, подаваемое на электроды, составляет 22-44 кВ.

Ввод эмульсии в аппарат может осуществляться или сверху или сбоку, перпендикулярно оси коллектора 2.

Электродегидрататоры устанавливают после стадии нагрева и после стадии предварительного обезвоживания нефти.

Количество оставшихся в нефти солей зависит как от содержания остаточной воды, так и от ее засоленности. С целью достижения глубокого обессоливания нефти перед электродегидрататором производят промывку нефти горячей пресной водой. Расход пресной воды составляет 5-10% масс. на нефть. Для снижения расхода пресной воды и большого объема образующихся сточных вод применяют двухступенчатые противоточные схемы обезвоживания и обессоливания нефти (рис. 35).

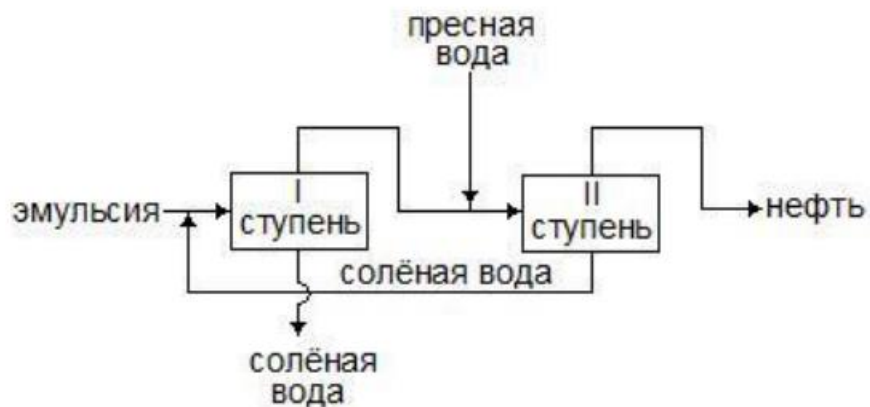


Рис. 35. Двухступенчатая противоточная схема обезвоживания и обессоливания нефти

Двухступенчатый процесс осуществляют в двух электродегидраторах. Перед первым аппаратом эмульсия промывается соленой водой, отходящей из второго электродегидратора. Основная масса солей вместе с водой удаляются на первой ступени. Затем перед второй ступенью нефть промывается от остатков солей уже пресной водой, расход которой значительно меньше, чем при одноступенчатой схеме.

Глава 8 Стабилизация нефти

8.1 Необходимость утилизации легких углеводородов

С тех пор, как началось эффективное использование легких углеводородов нефти, устранение потерь этих фракций постоянно привлекает внимание работников нефтяной промышленности, особенно в последнее десятилетие, в связи с успешным решением ряда научных и практических задач по синтезу углеводородов и получению на основе данного процесса широкой гаммы весьма ценных синтетических материалов (спиртов, каучуков, пластмасс).

В связи с ускоренным развитием нефтехимической промышленности в нашей стране и необходимостью создания прочной экономической сырьевой базы для этой отрасли ликвидация потерь легких углеводородов нефти и газа имеет важное общехозяйственное значение.

В настоящее время, вследствие недостаточных мер по герметизации и несовершенстве технического оснащения объектов сбора, транспорта и хранения, а иногда промысловой и нефтезаводской подготовки нефтей, потери легких углеводородов из них по пути движения от мест добычи до переработки, продолжают оставаться недопустимо большими основные потери, обусловленные испарением нефтей в местах замера, на которых обычно установлены негерметичные мерники (при самоточной системе сбора нефтей), при наливе, хранении в резервуарах сборных пунктов, товарных парков нефтепромыслов, товарно-транспортных управлений и нефтеперерабатывающих заводов.

Потери можно рассматривать как устранимые и неустраимые.

Неустраимые находятся в полной зависимости от технического оснащения нефтепромысловых предприятий, их можно сократить до минимума при совершенствовании техники и технологии процессов нефтедобычи (герметизация пути движения нефти с переходом на напорные и высоконапорные системы сбора нефти, мероприятия по полной

герметизации в резервуарах парков улавливанием из них выбрасываемых в атмосферу углеводородов, сокращение количества перевалок нефти и др.).

Устранимые потери свидетельствуют о бесхозяйственности, неумелом использовании техники, нарушении элементарных правил эксплуатации и поддержания в должном состоянии промышленного оборудования, то есть эти потери могут быть ликвидированы проведением обычных организационно-технических мероприятий.

Ликвидировать потери легких фракций можно в основном внедрением наиболее рациональных схем сбора нефти и газа, а также использованием объектов по стабилизации нефтей для их хранения и транспортировки.

8.2 Технологическая схема установки стабилизации нефти

Нефти с высоким содержанием углеводородных газов могут подвергаться стабилизации на установке, принципиальная схема которой приведена на рис. 36.

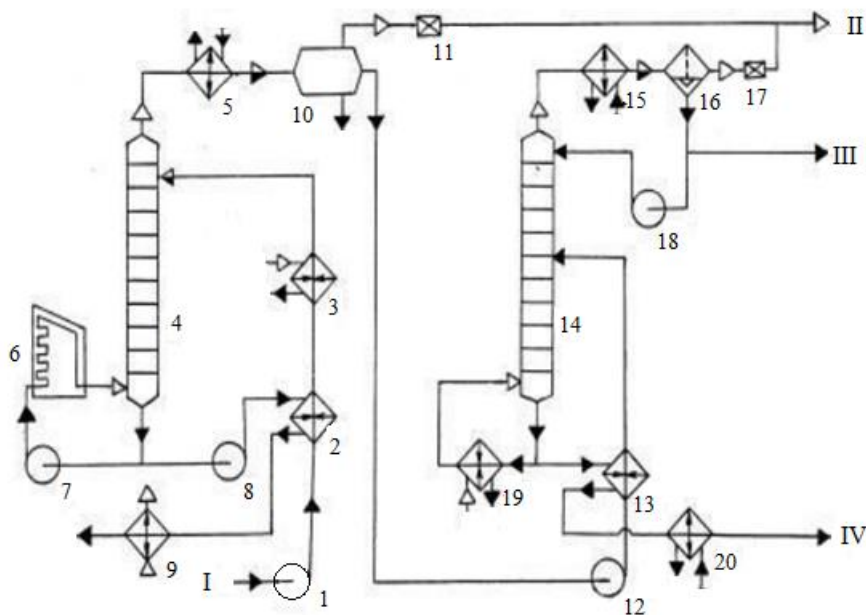


Рис.36. Принципиальная технологическая схема установки стабилизации нефти:

I – нестабильная нефть; II – сухой газ; III – сжиженный газ; IV – стабильный бензин; 4, 14 – ректификационные колонны; 6 – трубчатая печь; 2, 13 – теплообменники; 3 – паровой подогреватель; 5, 15 – конденсаторы-холодильники; 19 – паровой подогреватель; 20 – водяной холодильник; 9 – аппарат воздушного охлаждения; 10 – газовоодотделитель; 11, 17 – дроссели; 16 – сепаратор; 1, 8, 9, 12, 18 – насосы

Нестабильная нефть насосом 1 прокачивается через теплообменник 2, затем паровой подогреватель 3 и при температуре около 60°C подается под верхнюю тарелку первой стабилизационной ректификационной колонны 4. В этой колонне 16-26 желобчатых тарелок, давление 0,3-0,5 МПа.

Повышенное давление необходимое для того, чтобы в качестве хладагента в конденсаторе-холодильнике 5 можно было использовать воду.

Нефть, переливаясь с тарелки на тарелку сверху вниз, встречает более нагретые пары и освобождается от легких фракций. Температура низа колонны 4 составляет 130-150 °С и поддерживается за счет циркуляции стабильной нефти через печь 6 насосом 7.

Стабильная нефть с низа колонны 4 насосом 8 прокачивается сначала через теплообменник 2, где отдает свое тепло нестабильной нефти, затем через аппарат воздушного охлаждения 9 уходит с установки.

Смесь газов и паров, выходящая с верха колонны 4, охлаждается в конденсаторе-холодильнике 5 и поступает в газоводоотделитель 10. Несконденсировавшиеся метан и этан с верха аппарата 10 выводятся с установки через дроссель 11 как сухой газ.

Вода отводится с низа аппарата 10, а верхний углеводородный слой забирается насосом 12, прокачивается через теплообменник 13, где нагревается до 70 °С и поступает во вторую стабилизационную ректификационную колонну 14. В колонне 30-32 желобчатых тарелки, давление 1,3-1,5 МПа. Газ с верха колонны 14 поступает в водяной конденсатор-холодильник 15, где конденсируются в основном пропан и бутаны с последующим отделением конденсата в сепараторе 16 от метана и этана, которые отводятся с установки через дроссель 17 как сухой газ.

Часть сжиженного газа из сепаратора 16 подается как орошение в колонну 14 насосом 18 для поддержания температуры верха колонны в пределах 40-50°C. Остальное количество в виде сжиженного газа уходит с установки. Температура низа колонны 14 составляет 120-130°C и

поддерживается циркуляцией стабильного бензина через паровой подогреватель 19.

Стабильный бензин отдает свое тепло в теплообменнике 13, затем охлаждается в водяном холодильнике 20 и отводится с установки. Если в нефти менее 1,5 % растворенных газов, на установке достаточно одной стабилизационной колонны.

Глава 9 Сбор и подготовка природных газов

9.1 Системы сбора и транспортирования продукции газовых скважин

Сбор, транспортирование и подготовка газа и конденсата на газовых месторождениях существенно отличается от сбора, транспортирования и подготовки нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях. Основное отличие, прежде всего, сводится к тому, что на нефтяных месторождениях мы имеем дело с добычей и транспортированием вязких нефтяных эмульсий по трубопроводам, а на газовых месторождениях – с добычей и транспортированием маловязких «чистых» газов и газоконденсатных смесей.

Газ на газовом месторождении собирается для подачи на головную компрессорную станцию, которая транспортирует его по магистральному газопроводу к потребителям с возможно меньшими гидравлическими потерями, капитальными и эксплуатационными расходами.

Элементы сборной сети являются общими для разных месторождений и состоят обычно из фонтанных елок, газоотводящих линий (манифольдов, шлейфов), отключающих задвижек газосборных коллекторов, конденсатопроводов, промысловых газосборных пунктов (ПГСП) (рис. 37, а, б, в, г).

Форма газосборных коллекторов зависит, прежде всего, от конфигурации площади месторождения (вытянутая, круглая), от размещения скважин на ней, от числа и характеристики продуктивных горизонтов и принятой схемы осушки, очистки и учета газа по скважинам.

Название газосборной системы определяется обычно формой газосборного коллектора. Если газосборный коллектор представляет собой одну линию, схема сбора называется линейной (рис.10.1, а). Когда газосборные коллекторы сходятся в виде лучей к центральному сборному пункту, схема называется лучевой системой (рис. 10.1, б). При кольцевой системе газосборный коллектор огибает площадь газоносного месторождения (рис. 10.1, в). Групповая система сбора применяется при

наличии на промысле групповых пунктов сепарации газа (рис. 10.1, г).

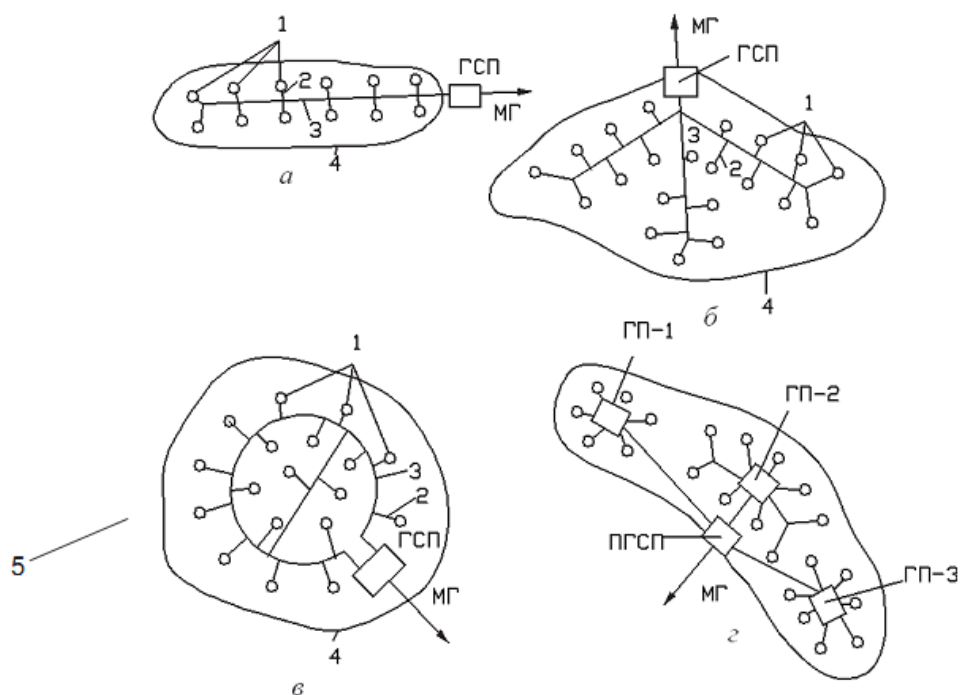


Рис. 37. Схемы сбора газа на газовом промысле:

а – линейная; б – лучевая; в – кольцевая; г – групповой метод сбора и переработки газа с линейными коллекторами; 1 – скважины; 2 – шлейфы; 3 – линейный газосборный коллектор; 4 – контур газоносности; 5 – кольцевой газосборный коллектор; ГСП – групповой сборный пункт; МГ – магистральный газопровод

Система сбора выбирается исходя из необходимости обеспечения бесперебойной подачи газа потребителям, маневренности, удобства обслуживания газосборной сети и минимальных расходов на ее сооружение и эксплуатацию.

Кольцевая система сбора газа более маневренная, так как при аварии на каком-нибудь участке этой системы перекрытием отключающих задвижек можно обеспечить бесперебойную работу всей газосборной сети. Другие системы сбора этому условию не удовлетворяют.

Однако с точки зрения удобства обслуживания скважин, сепараторов и применения средств автоматики групповая система сбора более предпочтительна. При этом применяют шлейфы высокого давления и сравнительно малого диаметра (100-150 мм). При малом числе скважин на месторождении при групповой системе сбора газа коллектор отсутствует.

Для многопластовых месторождений с различными пластовыми давлениями часто применяют отдельный сбор газа по разным газосборным сетям. Разные газосборные сети строят также в том случае, если газ одного из продуктивных горизонтов содержит большое количество конденсата, сероводорода или углекислого газа.

Проектирование систем сбора продукции скважин включает в себя в первую очередь определение производительности и диаметра указанных газопроводов, гидравлический расчет и мероприятия по предупреждению гидратообразования и коррозии.

Один из основных вопросов систем сбора газа – это выбор шлейфов – трубопроводов, предназначенных для подачи газа от устья скважин до установок комплексной подготовки газа. Шлейфовые газопроводы характеризуются диаметром, пропускной способностью, температурным режимом, перепадом давления в них и так далее.

Наибольшее применение на газовых и газоконденсатных месторождениях получила централизованная система сбора. Газ и газовый конденсат от группы скважин по индивидуальным газопроводам – шлейфам поступают на УКПГ и затем после подготовки на каждой УКПГ – в газосборный коллектор и на головные сооружения (ГС).

На современных газовых месторождениях система сбора и подготовки газа включает следующие сооружения: установку предварительной подготовки газа (УППГ), УКПГ и ГС. Это общая схема, так как в зависимости от характера месторождения (чисто газовое или газоконденсатное) и других факторов процессы подготовки газа могут в основном сосредотачиваться на УППГ, УКПГ или на УКПГ и ГС. Например, если месторождение чисто газовое, то вся подготовка газа сосредотачивается на УКПГ, а на УППГ выполняют только замер объемов продукции, поступившей от каждой газовой скважины. На газоконденсатных месторождениях на УППГ выполняют не только замер объема продукции каждой скважины, но и частичное отделение влаги и конденсата.

9.2 Требования к качеству товарного газа

Вследствие того, что природный газ транспортируют на большие расстояния от мест добычи до потребителя по магистральным газопроводам, пересекающим различные климатические зоны, особое значение приобретает вопрос качественной его обработки и осушки до точки росы, исключающей конденсацию воды из газа.

Наличие в газе влаги, жидких углеводородов, агрессивных и механических примесей снижает пропускную способность газопроводов, повышает расход ингибиторов, усиливает коррозию, увеличивает потребляемую мощность компрессорных агрегатов, способствует забиванию линий контрольно-измерительных и регулирующих приборов.

Все это снижает надежность работы технологических систем, увеличивает вероятность аварийных ситуаций на компрессорных станциях и газопроводах.

Кроме того, пыль и механические примеси способствуют истиранию металла и, осаждаясь на поверхностях теплообменных аппаратов, ухудшают их тепловые характеристики.

Если при транспортировании газа падает давление, то повышается равновесная влагоемкость, тем самым делая газ менее насыщенным. При постоянной температуре не произойдет выделения капельной влаги из такого газа.

Если при транспортировании газа понижается его температура, то при постоянном давлении уменьшается равновесная влагоемкость такого газа: газ станет перенасыщенным. В этом случае часть капельной влаги конденсируется и выпадает в трубе.

Показатели качества товарного газа основаны на следующих требованиях:

- а) газ при транспортировке не должен вызывать коррозию трубопровода, арматуры, приборов и так далее;
- б) качество газа должно обеспечить его транспортировку в однофазном

состоянии, то есть не должно произойти образования и выпадения в газопроводе углеводородной жидкости, водяного конденсата и газовых гидратов;

в) товарный газ не должен вызывать осложнений у потребителя при его использовании.

Для того чтобы газ отвечал указанным требованиям, необходимо определять точку росы по воде, содержание углеводорода, содержание в газе сернистых соединений, механических примесей и кислорода.

Важный показатель качества товарного газа – содержание в нем кислорода. Значение этого показателя – не более 1 %. При большем содержании кислорода газ становится взрывоопасным. Кроме того, кислород способствует усилению коррозии в системе.

Отраслевой стандарт не устанавливает конкретное содержание отдельных углеводородов в товарном газе. Это связано с разнообразием составов сырьевого газа.

В стандарт введен новый показатель, ограничивающий содержание меркаптановой серы в товарном газе не более 36 мг/м³.

В газе могут содержаться также сероокись углерода (COS), сероуглерод (CS₂) и др. В стандарте содержание этих компонентов не указаны.

9.3 Явление гидратообразования

Содержание в газе паров воды в капельном состоянии приводит к неприятным последствиям при сборе и транспортировании этого газа. При контакте газа, имеющего высокое давление, с водным конденсатом образуются гидраты, которые, отлагаясь на стенках газопровода, уменьшают его пропускную способность, а в некоторых случаях приводят к полному прекращению подачи газа.

Гидраты природных газов образуются только при наличии в этих газах паров воды.

Пары воды могут насыщать газ до определенного давления, равного

давлению насыщенного водяного пара при данной температуре. Это 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.

Газовые гидраты представляют собой кристаллические соединения, образуемые ассоциированными молекулами углеводородов и воды. Они внешне напоминают снег или лед.

По структуре газовые гидраты – это клатраты, которые образуются при внедрении молекул газа в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул воды.

Для предотвращения гидратообразования широко применяют ингибирование газа специальными реагентами подачей их в поток. В качестве ингибиторов можно использовать водные растворы метанола, гликолей, гликолевых эфиров, некоторых солей.

Водные растворы ди- и триэтиленгликолей в качестве ингибитора предпочтительно применять до температур минус 10 °С. При низких температурах разделение гликолевого раствора и углеводородного конденсата происходит очень трудно.

Водные растворы этиленгликоля (ЭГ) можно использовать при температуре минус 35 °С. При более низких температурах он становится трудно перекачиваемым, часть раствора постепенно накапливается в трубопроводах, что увеличивает потери давления на установке.

При температурах ниже минус 40 °С в качестве ингибитора для предупреждения гидратообразования рекомендуется применять метанол.

Иногда возможно также применение комбинированных ингибиторов, состоящих из нескольких веществ. К ним можно отнести смеси гликоля с метанолом и бутиллактоном (БЛО), метилпирролидоном и так далее.

Для борьбы с гидратообразованием используют этилкарбитол, являющийся побочным продуктом производства эфиров гликолей. Этилкарбитол в основном состоит из моноэтилового эфира диэтиленгликоля

и этиленгликоля (около 95 %), в состав раствора входят также ДЭГ (1 %), этилцеллозоли, пропиленгликоль и вода.

На практике для борьбы с гидратообразованием в стволах скважин и шлейфах газопроводов используют водные растворы метанола. Растворы гликолей применяют для обеспечения безгидратной работы установок низкотемпературной сепарации (НТС).

Глава 10 Методы подготовки природного газа

Физические методы переработки продукции месторождений основаны на процессах следующих трех групп:

1. Газогидромеханические процессы, скорость протекания которых определяется законами газогидродинамики (сепарация, центрифугирование, фильтрация и тому подобное).

2. Тепловые процессы, скорость протекания которых определяется законами теплопередачи (охлаждение, нагревание и конденсация).

3. Массообменные (диффузионные) процессы, скорость которых определяется законами массопередачи.

Промысловая подготовка газа – это разделение многокомпонентных газообразных или жидких смесей с использованием сепарации, фильтрации, абсорбции, адсорбции, ректификации и экстракции.

Сепарационные процессы – отделение жидких или твердых частиц газа, наиболее распространены при подготовке в заводских условиях.

Технологические схемы практически всех промысловых установок и дожимных компрессорных станций (ДКС) включают в себя те или иные сепарационные процессы, которые служат для разделения жидких и газовых фаз, образовавшихся при изменении температуры и давления смеси, а также для отделения механических примесей из газов и жидкостей.

Установки подготовки газа к транспорту, включающие в себя только сепарационные процессы, на практике принято называть установками низкотемпературной сепарации (НТС).

При больших объемах транспортируемого газа его осушка является наиболее эффективным и экономичным способом предупреждения образования кристаллогидратов в магистральном газопроводе. В результате осушки газа точка росы паров воды должна быть снижена ниже минимальной температуры при транспортировке газа. Газ осушают на специальных установках жидкими или твердыми веществами.

10.1 Абсорбционный способ осушки углеводородных газов

В газовой промышленности абсорбционный процесс широко применяют для осушки газа и извлечения из него тяжелых углеводородов.

Абсорбция – избирательное поглощение газов или паров жидкими поглотителями-абсорбентами. В этом процессе происходит переход вещества или группы веществ из газовой или паровой фазы в жидкую. Абсорбция – избирательный и обратимый процесс. Переход вещества из жидкой фазы в паровую или газовую называется десорбцией. Обычно оба процесса объединяются в один производственный цикл.

При десорбции, которую проводят после абсорбции, целевой компонент выделяется из жидкого поглотителя. Очевидно, что условия проведения абсорбции и десорбции прямо противоположны. В первом случае происходит растворение газа в жидкости, этому способствуют повышение давления и понижение температуры. Абсорбент, поглотивший в процессе абсорбции целевые компоненты, называется насыщенным или отработанным. Абсорбент, освобожденный в процессе десорбции от целевых компонентов, называется регенерированным и после охлаждения насосом может быть снова возвращен на абсорбцию. Таким образом, получается замкнутая абсорбционно-десорбционная система.

Примером абсорбционного процесса может служить гликолевая осушка природного газа. В процессе абсорбции гликоль (диэтиленгликоль, триэтиленгликоль) поглощает пары воды из природного газа.

Регенерированный раствор снова возвращается в абсорбер. По технологической схеме установки осушки газа (рис. 38) влажный газ поступает в нижнюю скрубберную секцию абсорбера 1, где отделяется от капельной жидкости, и далее поступает в контактор. В контакторе газ, двигаясь снизу вверх навстречу абсорбенту, осушается, а затем проходит в верхнюю секцию, где отделяется от капель абсорбента высокой концентрации, уносимого с верхней тарелки контактора. Осушенный газ из абсорбера поступает в магистральный газопровод.

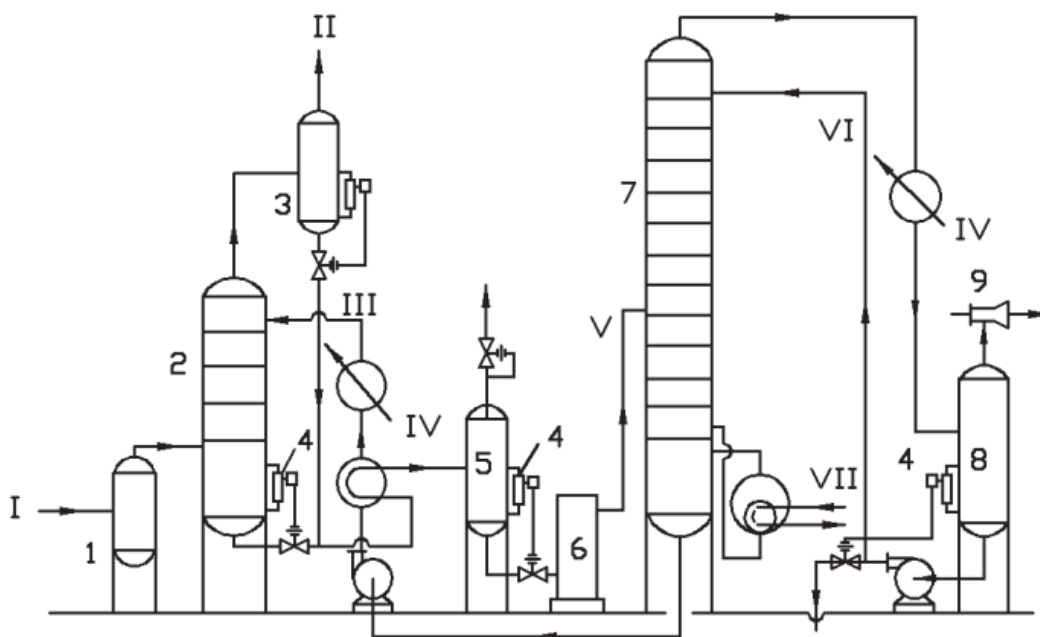


Рис. 38. Принципиальная схема установки осушки газа гликолями: 1 – поступающий газ; II – осушенный газ; III – концентрированный гликоль; IV – охлаждающая вода; V – разбавленный гликоль; VI – поток орошения в колонну; VII – водяной пар; 1 – входной сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – каплеуловитель; 4 – регулятор уровня; 5 – выветриватель; 6 – фильтр; 7 – регенератор; 8 – сборник конденсата; 9 – паровой эжектор

Насыщенный раствор абсорбента из контактора сначала проходит теплообменник 9, выветриватель 3, фильтр 4, затем паровой подогреватель (ребойлер), установленный в нижней части десорбера 5, где нагревается до установленной температуры. После нагревания в ребойлере раствор поступает в выпарную колонну (десорбер) 5.

Водяной пар, отделяющийся из раствора, поступает в холодильник 6, где основная часть его конденсируется, а затем в сборник конденсата 8. Часть воды из этого сборника направляется обратно в верхнюю часть колонны, чтобы понизить температуру. В результате поднимающиеся пары абсорбента конденсируются и сливаются вниз, что сокращает потерю абсорбента.

Раствор абсорбента, регенерированный до заданной концентрации, сначала проходит через теплообменник 9, где охлаждается насыщенным раствором, затем дополнительно охлаждается водой в теплообменнике 10 и поступает в контактор для орошения.

В качестве абсорбента для осушки природного газа широко применяют

гликоли, причем преимущественно диэтиленгликоль и триэтиленгликоль. Если требуется осушка природного газа, в котором содержатся углеводородный конденсат с значительным количеством ароматических углеводородов, то при выборе абсорбента предпочтение отдается этиленгликолю. В этих условиях этиленгликоль может оказаться экономически эффективнее диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, так как он менее растворим в углеводородном конденсате, содержащем ароматические углеводороды.

Большой опыт эксплуатации установок осушки природного газа позволил установить следующие эмпирические правила для расчетов и проектирования абсорберов:

а) в системе должно циркулировать не менее 25 л гликоля на 1 кг абсорбируемой воды;

б) в абсорбере должно быть не менее четырех фактических тарелок.

Если на установках осушки природного газа необходима более глубокая осушка, то она может быть достигнута путем увеличения количества циркулирующего абсорбента на 1 кг воды.

Одним из основных критериев, определяющих экономичность работы установки осушки газа, являются потери гликоля, вызываемые, главным образом, механическим уносом. Небольшие количества гликоля неизбежно теряются в результате испарения и утечек. Возможны также потери при регенерации, т. е. потери с парами, выделяющимися в десорбере.

Однако иногда допускаются большие потери, когда в осушаемом газе содержится углеводородный конденсат, в составе которого имеются ароматические углеводороды или другие компоненты, способные растворять гликоли и т.д. Чрезмерный унос обычно является результатом вспенивания гликоля в абсорбере. Пенообразование может быть вызвано загрязнением гликоля тяжелыми углеводородами, тонкодисперсными твердыми взвесями или соленой водой, поступающей в систему. Поэтому перед подачей газа в гликолевый абсорбер следует пропустить его через эффективно работающий

сепаратор.

Пенообразование обычно удается уменьшить добавкой противопенных веществ. Для этой цели применяют триоктилфосфат-2.

Для уменьшения потерь за счет механического уноса нередко после абсорбера устанавливают отбойники для улавливания уносимого гликоля.

На установках осушки газа гликолями серьезные осложнения вызывает коррозия. Гликоли в чистом виде не вызывают коррозию углеродистых сталей, однако продукты их разложения или окисления, а также посторонние вещества, приносимые с газами, являются источником коррозии. Для предотвращения коррозии устанавливают аппаратуру в антикоррозионном исполнении, не допускают высоких скоростей движения растворов, применяют ингибиторы коррозии, не допускают разложения гликолей.

При окислении гликоли образуют промежуточные продукты, органические перекиси, которые затем превращаются в муравьиную кислоту и формальдегид. Интенсивность окисления зависит от повышения температуры парциального давления кислорода и присутствия кислот.

При вакуумной регенерации раствора возможно попадание кислорода в систему десорбции. Поэтому на таких установках необходимо систематически контролировать рН раствора. Повышение этого показателя характеризует агрессивность раствора.

10.2 Абсорбционный способ отбензинивания углеводородных газов

Один из вариантов технологической схемы отбензинивания углеводородных газов абсорбцией показан на рис. 39.

Сырой газ поступает в нижнюю часть абсорбера 1. Двигаясь снизу вверх, газ барботирует через абсорбент, стекающий сверху вниз и образующий на тарелках гидравлический затвор. Из абсорбера отбензиненный газ поступает в сепаратор 2, где очищается от капель сорбента. Далее он направляется в газопровод через регулятор давления, поддерживающий постоянное давление в абсорбере.

а газовый бензин поступает в конденсатосборник 9. Часть газового бензина с помощью насоса 10 подается в верх десорбера для орошения.

Восстановленный абсорбент из нижней части десорбера направляется через теплообменник 4 в масляный холодильник 11 и далее в емкость 12, из которой с помощью насоса подается в абсорбер.

Свежий абсорбент в случае необходимости добавляется из емкости 14. Для смены отработанного абсорбента, которая производится через определенный промежуток времени, на трубопроводе от десорбера предусматривается отвод к емкости. Если абсорбент меняется без остановки процесса, то по этому отводу отрегенированный абсорбент сливают в емкость 13, а в абсорбер из емкости 14 насосом подается свежий абсорбент.

В качестве абсорбента используются стабильный углеводородный конденсат, керосин, солярка, лигроин и другие фракции тяжелых углеводородов.

10.3 Очистка газов от механических примесей

Нормальная работа технологического оборудования и качество выпускаемой продукции во многом зависят от содержания в газе не только влаги и кислых компонентов, но и механических примесей. Наличие механических примесей способствует истиранию металла, вызывает его износ, приводит к выводу из строя уплотнительных колец, клапанов и гильз цилиндров поршневых компрессоров, снижает их КПД.

Механические примеси отлагаются также на поверхности труб холодильников и резко снижают их коэффициент теплопередачи. Источники механических примесей в газе – это остатки строительного мусора, продукты коррозии внутренних поверхностей труб, арматуры и аппаратов; грунт, попавший в газопроводы при проведении ремонтных работ; частицы керна и так далее.

Наиболее крупные частицы примеси содержатся в газопроводах в начальных периодах эксплуатации, когда газовым потоком из труб выносятся остатки строительного мусора. Через один – два года эксплуатации размер

твердых частиц уменьшается.

Для обеспечения нормальной работы оборудования газ необходимо очистить от механических примесей. Этот процесс осуществляется с применением специальных пылеуловителей и в комбинации при разделении газожидкостных потоков в обычных сепараторах.

По принципу работы аппараты для очистки газа от механических примесей подразделяются на следующие:

- работающие по принципу «сухого» отделения пыли; в таких аппаратах отделение пыли происходит в основном с использованием сил гравитации и инерции; к ним относятся циклонные пылеуловители, гравитационные сепараторы, различные фильтры (керамические, тканевые, металлокерамические и другие);

- работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли; в этом случае удаляемая из газа взвесь смачивается промывочной жидкостью, которая отделяется от газового потока, выводится из аппарата для регенерации и очистки и затем возвращается в аппарат; к ним относятся вертикальные и горизонтальные масляные пылеуловители и другие;

- использующие принцип электроосаждения; данные аппараты почти не применяют для очистки природного газа.

Выбор типа пылеуловителя зависит от размера частиц и требуемой степени очистки. Частицы размером от 100 до 500 мкм улавливаются в осадительных расширительных камерах, дрипах и циклонах. Объемные сепараторы практически отделяют только крупнодисперсную пыль размерами частиц 50-100 мкм.

Для улавливания частиц от 1 до 100 мкм используют циклоны, мокрые пылеуловители, керамические и металлокерамические фильтры. Частицы размером менее 1 мкм находятся в броуновском движении и не осаждаются под действием сил тяжести. Такая взвесь может быть уловлена в электрофильтрах и мокрых пылеуловителях. В последних в качестве орошения должна использоваться жидкость с хорошей смачивающей

способностью.

Промысловые очистные аппараты работают в основном по принципу выпадения взвеси под действием силы тяжести при уменьшении скорости потока газа или по принципу использования действия центробежных сил при специальной закрутке потока.

Принцип работы масляных пылеуловителей основан на поглощении механических примесей и капельной углеводородной жидкости при прохождении газа через слой масла. Через период, определяемый в основном количеством механических примесей в газе, происходит насыщение масла. После чего требуется замена поглотительной жидкости.

Для повышения эффективности выделения примесей широкое применение нашли также фильтры – сепараторы. Эти аппараты представляют собой обычные сепараторы с осадочными элементами, которые способствуют укрупнению капель при прохождении через них продукции.

Одной из наиболее эффективных конструкций считаются аппараты фирмы «Пико», которые обеспечивают удаление из газа не менее 98 % всех капель жидкости и твердых частиц размерами более 1 мкм. Загрязненный газ обычно не поступает непосредственно на элементы фильтра, а проходит предварительно через стояк. Это исключает эрозию фильтрующих элементов. Одновременно стояк служит как распределитель потока и отделитель крупных частиц, которые собираются в жидкостном отстойнике первой ступени. После стояка газ проходит через фильтрующие элементы, где отделяются как твердые частицы, так и крупные капли жидкости, а мелкие капли жидкости соединяются в крупные. Газ с капельками жидкости поступает во вторую ступень фильтра и затем – во влагоотделитель, где крупные капли жидкости отделяются и жидкость отводится в отстойник второй ступени.

Газовые фильтры и фильтры-сепараторы фирмы «Пико» сконструированы с открытым концом, что обеспечивает безопасный подход

к ним при их замене. Твердые и жидкие частицы размером более 15 мкм собираются на внешней поверхности фильтрующего элемента (мелкие твердые частицы размером менее 1 мкм улавливаются в толще фильтруемой среды).

Фильтры- сепараторы изготавливаются как в вертикальном, так и в горизонтальном исполнении, с широким набором фильтрующих материалов.

Библиографический список

1. Солодова, Н. Л. Химическая технология переработки нефти и газа [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н. Л. Солодова, Д. А. Халикова. – Электрон. текстовые данные. – Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2012. – 120 с. – 978-5-7882-1220-3. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/62720.html>.

2. Сбор, транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н. Ю. Башкирцева, Р. Р. Рахматуллин, Р. Р. Мингазов, А. А. Мухаметзянова. – Электрон. текстовые данные. – Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2016. – 132 с. – 978-5-7882-2107-6. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/79503.html>

3. Применение поверхностно-активных веществ в процессах подготовки и транспортировки нефти [Электронный ресурс]: монография / Н. Ю. Башкирцева, О. Ю. Сладовская, Р. Р. Рахматуллин [и др.]. – Электрон. текстовые данные. – Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2016. – 168 с. – 978-5-7882-1913-4. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/62245.html>

4. Гречухина, А. А. Совершенствование работы установок подготовки нефти [Электронный ресурс] / А. А. Гречухина, А. А. Елпидинский, А. Е. Пантелеева. – Электрон. текстовые данные. – Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2008. – 120 с. – 978-5-7882-0581-6. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/62671.html>

5. Медведева Ч.Б., Прикладная химия: химия и технология подготовки нефти [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Ч.Б. Медведева, Т.Н. Качалова, Р.Г. Тагашева. – Казань : Издательство КНИТУ, 2012. – 81 с. – Режим доступа: <http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785788212739.html>

6. Назаров, А. А. Нефтегазодобыча. Геология нефти и газа. Часть 1 [Электронный ресурс]: учебное пособие / А. А. Назаров. – Электрон.

текстовые данные. – Казань : Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2011. – 79 с. – 978-5-7882-1042-1. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/62208.html>.

7. Таранова, Л. В. Эксплуатация оборудования переработки нефти и газа [Электронный ресурс]: учебное пособие / Л. В. Таранова, Е. О. Землянский. – Электрон. текстовые данные. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – 113 с. – 978-5-9961-1591-4. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/83748.html>.

Гужель Юлия Александровна,

доцент кафедры «Химия и химическая технология» АмГУ, канд. техн. наук

ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие

Изд-во АмГУ. Подписано к печати ____.____.2021.

Формат 60x84/16.

Усл. печ. л. 6,9

Тираж 50. Заказ