

# Лекционный материал

для подготовки и повышения квалификации рабочих по профессии:

## «Оператор технологических установок»

### 1. Введение

Нефть и газ, являясь основными энергоносителями, играют значительную роль экономике государства. Продукты нефтегазопереработки - основа всех видов топлива для транспорта, ценное сырье для химической промышленности.

Нефть и углеводородные газы являются основой получения более пяти тысяч различных химических продуктов. В химической промышленности использование углеводородного сырья в широких масштабах позволяет заменить при производстве, например, синтетического каучука этиловый спирт, получаемый из пищевого сырья, дешевым синтетическим спиртом.

Из нефти при ее переработке получают бензин, керосин, дизельное топливо, смазочные масла, мазут, парафин, битум и другие нефтепродукты.

Химическая переработка нефти и газа дает различные полимерные соединения: синтетические каучуки и волокна, пластмассы, краски и т.д.

Значительным событием явился ввод в эксплуатацию в Западной Сибири нефтегазоносных площадей, которые в настоящее время превратили ее в основной нефтегазодобывающий регион страны.

На промыслах применяются герметизированные системы сбора нефти, газа и попутно добываемой воды. Нефть перед дальнейшей транспортировкой доводится до необходимой кондиции на установках подготовки нефти. Внедряются установки предварительного сброса добываемой воды.

Месторождения различаются по величине запасов нефти и газа, геологическому строению, продуктивности, степени выработки и обводненности, особенностям технологии добычи нефти.

## 2.0. Физико-химические свойства нефти, газов и пластовых вод

### 2.1. Состав и свойства нефти

Нефть и газ представляют собой сложную природную смесь углеводородов различного строения с примесями неуглеродных компонентов. Смеси углеводородов, которые как в пластовых, так и в поверхностных условиях находятся в жидком состоянии, называют **нефтью**.

**Нефть** – горючая, маслянистая жидкость, преимущественно темного цвета, представляет собой смесь различных углеводородов. В нефти встречаются следующие группы углеводородов: метановые (парафиновые) с общей формулой  $C_nH_{2n+2}$ ; нафтеновые –  $C_nH_{2ni}$ ; ароматические –  $C_nH_{2n-6}$ . Преобладают углеводороды метанового ряда (метан  $CH_4$ , этан  $C_2H_6$ , пропан  $C_3H_8$  и бутан  $C_4H_{10}$ ), находящиеся при атмосферном давлении и нормальной температуре в газообразном состоянии. Пентан  $C_5H_{12}$ , гексан  $C_6H_{14}$  и гептан  $C_7H_{16}$  неустойчивы,

легко переходят из газообразного состояния в жидкое и обратно. Углеводороды от  $C_8H_{18}$  до  $C_{17}H_{36}$  – жидкие вещества. Углеводороды, содержащие больше 17 атомов углерода – твердые вещества (парафины). В нефти содержится 82,87 % углерода, 11,14 % водорода (по весу), кислород, азот, углекислый газ, сера. В небольших количествах содержится хлор, йод, фосфор, мышьяк и т.п.

Основной показатель товарного качества нефти – ее плотность ( $\rho$ ) (отношение массы к объему), по ней судят о ее качестве. Легкие нефти наиболее ценные. Физико-химические свойства нефти и ее товарные качества определяются составом. Состав нефти классифицируют на **элементарный и фракционный**.

Под **элементарным составом** нефти понимают массовое содержание в ней химических элементов. Основными элементами являются углерод и водород. Содержание углерода 83-87 %, водорода 12-14%. Значительно меньше других элементов – серы, кислорода, азота, их содержание редко превышает 3-4 %.

#### Углеводороды предельного ряда:

Самый простейший углеводород:

- метан -  $CH_4$  (газ);
- этан -  $C_2H_6$  (газ).
- - бутан –  $C_4H_{10}$  (газ, который при обычной температуре и небольшом давлении – жидкость);
- пентан- $C_5H_{12}$  (жидкость) и т.д.;

По содержанию *серы* нефти делятся на **классы**: - малосернистые (содержание *серы* до 0,5 %) - сернистые (от 0,51 до 2 %)

- высокосернистые (более 2%).

В основном нефти месторождений Западной Сибири относятся к классу малосернистых.

По содержанию *смола* нефти делятся на **подклассы**: - малосмолистые (содержание *смолы* до 18 %); - смолистые (от 18 до 35 %); - высокосмолистые (более 35%).

Все нефти месторождений Муравленковского региона относятся к подклассу малосмолистых, т.к. содержание в них смол в среднем 5- 7 %.

По содержанию *парафина* нефти делятся на **группы**: - малопарафинистые (содержание *парафина* до 1,5%) - парафинистые (от 1,51 до 6 %);

- высокопарафинистые (более 6 %).

В основном все нефти месторождений, например, Муравленковского региона относятся к группе парафинистых, т.к. содержание парафина колеблется от 2,2% до 8%.

Разделение сложных смесей на более простые смеси называют **фракционированием**. Нефть разделяют на фракции путем перегонки. Фракция нефти, имеющая интервал кипения 30 – 205 °С - бензин, с интервалом кипения 200 - 300 °С – керосин. Оставшаяся фракция - это мазут, из которого получают битумы, гудроны, масла.

В зависимости от фракционного состава различают бензиновые (легкие) и топливные (тяжелые) нефти. Нефти месторождений Западной Сибири по фракционным составам в основном относятся к бензиновой нефти.

Свойства нефти изменяются в процессе ее добычи – при движении по пласту, в скважине, системах сбора и подготовки, при контакте с другими жидкостями и газами.

Соединение	Молекул -ая формула	Молекул-ая масса, кг /моль	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	T кип, °С
Метан	СН <sub>4</sub>	16		-161,5
Этан	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	30		-88,6
Пропан	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	44	506,68	-42,10
Бутан	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	58	583,22	-0,50
Изо-бутан	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	58	561,97	-11,73
Пентан	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	72	629,73	36,06
Изо-пентан	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	72	623,44	27,87
Нео-пентан	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	72	595,59	9,50
Гексан	С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub>	86	662,66	68,73
Гептан	С <sub>7</sub> Н <sub>16</sub>	100	686,82	98,43
Октан	С <sub>8</sub> Н <sub>18</sub>	114	705,38	125,67
Нонан	С <sub>9</sub> Н <sub>20</sub>	128	720,25	150,82
Декан	С <sub>10</sub> Н <sub>22</sub>	142	732,72	174,15
Эйкозан	С <sub>20</sub> Н <sub>42</sub>	382	790,67	343,78
Сквалан	С <sub>30</sub> Н <sub>62</sub>	422	811,90	449,72
Бензол	С <sub>6</sub> Н <sub>6</sub>	78,11	882,19	80,089
Тоулол	С <sub>7</sub> Н <sub>8</sub>	92,14	870,04	110,65

**Свойства нефти:** плотность, вязкость, газосодержание (газовый фактор), давление насыщения нефти газом, сжимаемость нефти и ее усадка, поверхностное натяжение, объемный коэффициент, температура вспышки, температура кристаллизации парафина и т.д.

Количество растворенного в нефти газа характеризуется **газосодержанием нефти (газовый фактор)**, под которым подразумевают объем газа, выделившийся из единицы объема пластовой нефти при снижении давления и температуры от пластовых до стандартных условий.

Ед.измерения  $\frac{м^3}{м^3}$  или  $\frac{м^3}{т}$ .

1 т нефти например Муравленковского месторождения способна растворить в пластовых условиях (пластовые давления и температура) 52,1 м<sup>3</sup> нефтяного газа, Сугмутского – 98 м<sup>3</sup> нефтяного газа, Суторминского до 85,8 м<sup>3</sup> нефтяного газа, Меретояхинского - 290,9 м<sup>3</sup> нефтяного газа, а Умсейского –307,6 м<sup>3</sup> нефтяного газа.

Важнейшим свойством нефти является **давление насыщения** нефти газом, при котором *определенный объем газа находится в растворенном состоянии в нефти. При снижении давления ниже этого значения происходит выделение газа в свободное состояние.* От этого процесса зависит продвижение нефти по пластам и подъем на поверхность по скважинам.

Давление насыщения нефтей Муравленковского месторождения составляет 64,4 - 90,8 атм., Сугмутского – 112 атм., Суторминского 64 – 81 атм., Умсейского – 258 атм., Меретояхинского – 295 атм.

Плотность нефти зависит от ее состава, количества растворенного газа, давления и температуры.

**Плотность нефти** - физическая величина, измеряемая отношением массы нефти к единице объема. Ед.измерения -  $\frac{кг}{м^3}$ .

Пользуются понятием **относительной плотности нефти** численно равной отношению плотности нефти к плотности дистиллированной воды при t = +4 °С.

Плотность нефти в пластовых условиях значительно отличается от плотности этой же нефти на поверхности за счет изменения объема.

Например: плотность нефти Муравленковского месторождения в пластовых условиях 781 кг/м<sup>3</sup>, а в поверхностных условиях - 853 кг/м<sup>3</sup>; плотность нефти Меретояхинского месторождения соответственно, 597 кг/м<sup>3</sup> и 833 кг/м<sup>3</sup>.

## Основные нефтяные фракции

Из нефти выделяют разнообразные продукты, имеющие большое практическое значение. Сначала из нее удаляют растворенные газообразные углеводороды (преимущественно метан). После отгонки летучих углеводородов нефть нагревают. Первыми переходят в парообразное состояние и отгоняются углеводороды с небольшим числом атомов углерода в молекуле, имеющие относительно низкую температуру кипения. С повышением температуры смеси перегоняются углеводороды с более высокой температурой кипения. Таким

образом можно собрать отдельные смеси (фракции) нефти. Чаще всего при такой перегонке получают четыре летучие фракции, которые затем подвергаются дальнейшему разделению.

Основные фракции нефти следующие:

- **Газолиновая фракция**, собираемая от 40 до 200 °С, содержит углеводороды от  $C_5H_{12}$  до  $C_{11}H_{24}$ . При дальнейшей перегонке выделенной фракции получают газолин ( $t_{кип} = 40-70$  °С), бензин

( $t_{кип} = 70-120$  °С) – авиационный, автомобильный и т.д.

- **Лигроиновая фракция**, собираемая в пределах от 150 до 250 °С, содержит углеводороды от  $C_8H_{18}$  до  $C_{14}H_{30}$ . Лигроин применяется как горючее для тракторов. Большие количества лигроина перерабатывают в бензин.

- **Керосиновая фракция** включает углеводороды от  $C_{12}H_{26}$  до  $C_{18}H_{38}$  с температурой кипения от 180 до 300 °С. Керосин после очистки используется в качестве горючего для тракторов, реактивных самолетов и ракет.

- **Газойлевая фракция** ( $t_{кип} > 275$  °С), по-другому называется дизельным топливом.

- Остаток после перегонки нефти – **мазут** – содержит углеводороды с большим числом атомов углерода (до многих десятков) в молекуле. Мазут также разделяют на фракции перегонкой под уменьшенным давлением, чтобы избежать разложения. В результате получают соляровые масла (дизельное топливо), смазочные масла (автотракторные, авиационные, промышленные и др.), вазелин (технический вазелин применяется для смазки металлических изделий с целью предохранения их от коррозии, очищенный вазелин используется как основа для косметических средств и в медицине). Из некоторых сортов нефти получают парафин (для производства свечей и др.). После отгонки летучих компонентов из мазута остается гудрон. Его широко применяют в дорожном строительстве. Кроме переработки на смазочные масла мазут также используют в качестве жидкого топлива в котельных установках.

**Теплоемкость нефтей** – является особенно важной характеристикой для тех из них, которые можно транспортировать по трубопроводам только с предварительным подогревом. Повышение температуры снижает вязкость нефти и позволяет сделать ее пригодной для перекачки. Количество энергии, которое необходимо затратить для нагревания нефти, зависит от ее теплоемкости. Для большинства нефтей теплоемкость лежит в пределах 1500-2500 Дж/ (кг·К).

**Температура застывания** – имеет значение при осуществлении технологических операций с нефтью, например, при определении времени безопасной остановки перекачки для проведения ремонтных работ. Так как нефти являются смесью различных углеводородов, то у них переход из жидкого состояния в твердое происходит постепенно в некотором интервале температур. Чем ближе фактическая температура нефти к ее температуре застывания, тем больше энергозатрат требуется на ее перемещение. *На температуру застывания сильное влияние оказывают содержащиеся в нефти парафины, асфальтосмолистые вещества, а также предварительная термообработка.* В

соответствии с ГОСТ 20287-74 температурой застывания считается температура, при которой охлаждаемая в пробирке нефть не изменяет уровня при наклоне пробирки на  $45^{\circ}$  в течение 1 мин.

## 2.2. Нефтяные газы и их свойства.

Природные углеводородные газы находятся в недрах земли или в виде самостоятельных залежей, образуя чисто газовые месторождения, либо в растворенном виде содержится в нефтяных залежах. Такие газы называются нефтяными или попутными, так как их добывают попутно с нефтью.

**Природные нефтяные газы** – смеси предельных углеводородов, главной составляющей которой является метан. В виде примесей в природном газе присутствуют азот, углекислый газ, сероводород, меркаптаны, гелий, аргон и пары ртути.

Физические свойства природного газа зависят от его состава, но в целом они близки к свойствам метана, как основного компонента смеси.

Попутные газы месторождений Муравленковского региона содержат от 59,7 % до 84 % метана.

**Молекулярная масса** газа: 16-20 кг/кмоль.

**Плотность** газа: 0,73 – 1 т/м<sup>3</sup>.

При расчетах пользуются **относительной плотностью** - плотность газа, взятая по отношению к плотности воздуха. Относительная плотность нефтяных газов колеблется от 0.554 для метана до 2.49 для пентана и выше. Чем больше в нефтяном газе легких углеводородов - метана  $\text{CH}_4$  и этана  $\text{C}_2\text{H}_6$  (относительная плотность - 1.038), тем легче этот газ. При нормальных условиях метан и этан находятся в газообразном состоянии. Следующими за ними по относительной плотности являются пропан  $\text{C}_3\text{H}_8$  (1.522) и бутан  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  (2.006), которые также относятся к газам, но легко переходят в жидкость даже при небольших давлениях.

Относительная плотность попутных газов Муравленковского региона варьируется от 0,763 до 1,029.

**Вязкость** нефтяного газа при давлении 0,1 МПа и температуре  $0^{\circ}\text{C}$  обычно не превышает 0,01 МПа·с. С повышением давления и температуры она незначительно увеличивается. Однако при давлениях выше 3 МПа увеличение температуры вызывает понижение вязкости газа, причем газы, содержащие более тяжелые углеводороды, как правило, имеют большую вязкость.

**Теплоемкость газа.** Теплоемкостью называется количество тепла, необходимое для нагревания единицы веса или объема этого вещества на  $1^{\circ}\text{C}$ . Весовая теплоемкость газа измеряется в кДж/кг·град, а объемная в кДж/м<sup>3</sup>·град.

**Теплота сгорания газа.** Теплота сгорания какого-либо вещества определяется количеством тепла, выделяющимся при сжигании единицы веса или единицы объема данного вещества. Теплота сгорания газов выражается в кДж/кг и кДж/м<sup>3</sup> и является основным показателем, характеризующим газ или

топливо. Если при постоянной температуре повышать давление какого-либо газа, то после достижения определенного значения давления этот газ сконденсируется, т.е. перейдет в жидкость. Для каждого газа существует определенная предельная температура, выше которой ни при каком давлении газ нельзя перевести в жидкое состояние.

Наибольшая температура, при которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы велико ни было давление, называется **критической температурой**.

**Природный газ** - смесь газов. Компонентами природного газа являются углеводороды парафинового ряда: метан, этан, пропан, изобутан, а также неуглеводородные газы: сероводород, углекислый газ, азот. При эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений в скважинах, газосборных сетях, магистральном газопроводе при определенных термодинамических условиях образуются кристаллогидраты. По внешнему виду они похожи на сажеобразную массу или лед. Гидраты образуются при наличии капельной влаги и определенных давлениях и температурах. В зависимости от преобладания в нефтяных газах легких (метан, этан) или тяжелых (пропан и выше) углеводородов **газы** разделяются на:

**Сухие** - природный газ, который не содержит тяжелых углеводородов или содержит их в незначительных количествах.

**Жирные** - газ, содержащий тяжелые углеводороды в таких количествах, когда из него целесообразно получать сжиженные газы или газовые бензины.

На практике принято считать **жирным газом** такой, в  $1 \text{ м}^3$  которого содержится более 60 гр газового бензина. При меньшем содержании газового бензина газ **называют сухим**. С тяжелыми нефтями добывают преимущественно сухой газ, состоящий главным образом из метана. В нефтяных газах, кроме углеводородов, содержатся в незначительных количествах углекислый газ, сероводород и др. Важной характеристикой природного газа является растворимость его в нефти.

### 3.0. Понятия о нефтяных эмульсиях.

На разных стадиях разработки нефтяных месторождений содержание воды в нефти может быть различным: в начальной стадии может добываться практически безводная нефть, затем количество воды в добываемой нефти постепенно увеличивается и на конечных стадиях разработки месторождения может достигать 90% и более. Вода в нефти появляется вследствие поступления к забою скважины подстилающей воды или воды, закачиваемой в пласт с целью поддержания давления. *При движении нефти, и пластовой воды по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам происходит их взаимное*

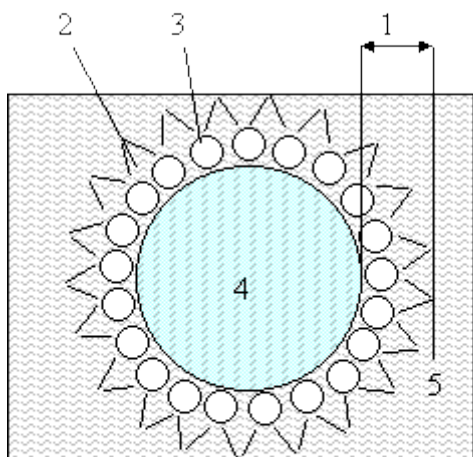


Рис 1. Схематическое изображение пленки на поверхности глобулы воды.  
 1 – толщина пленки,  
 2 и 3 – эмульгирующие вещества,  
 4 – капля воды. 5 – нефть.

перемешивание, а в результате перемешивания — дробление. Процесс дробления одной жидкости в другой называют диспергированием. В результате диспергирования одной жидкости в другой образуются эмульсии. Под эмульсией понимают такую смесь двух взаимно не растворимых (или очень мало растворимых) жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капелек (глобул). Диспергированную жидкость называют внутренней, или дисперсной фазой, а жидкость, в которой она находится, — дисперсионной, или внешней средой. **Нефтяные эмульсии бывают двух типов: вода в нефти (В/Н) и нефть в воде (Н/В).** Почти все эмульсии, встречающиеся при добыче нефти, являются эмульсиями

типа вода в нефти (В/Н). Содержание пластовой воды в таких эмульсиях колеблется в широких пределах: от десятых долей процента до 90% и более. Эмульсии типа нефть в воде (Н/В) (в пластовой воде диспергированы капельки нефти), встречающиеся в нефтепромысловой практике значительно реже, обычно содержат менее 1% нефти (в среднем 1000 мг/л). Для образования эмульсии недостаточно только перемешивания двух несмешивающихся жидкостей. Если взять чистую воду и чистую нефть, то сколько бы мы их ни перемешивали, эмульсия не образуется. Чтобы она образовалась, необходимо наличие в нефти особых веществ — природных эмульгаторов. Такие природные эмульгаторы в том или ином количестве всегда содержатся в пластовой нефти. **К нам относятся асфальтены, смолы, нефтерастворимые органические кислоты и другие мельчайшие механические примеси, как ил и глина.** В процессе перемешивания нефти с пластовой водой и образования мелких капелек воды частицы эмульгирующего вещества на поверхности этих капелек (или, как обычно принято говорить, на поверхности раздела фаз) образуют пленку (оболочку), препятствующую слиянию капелек. На рис.1 схематически изображена такая пленка на поверхности глобулы воды. С явлением образования пленки на поверхности глобулы воды связывают процесс «старения» эмульсии. Под процессом старения понимают упрочнение пленки эмульгатора с течением времени. Процесс старения эмульсии может протекать быстро или медленно от нескольких часов до 3-4 дней. Обычно первоначально этот процесс идет очень интенсивно, но по мере насыщения поверхностного слоя глобул эмульгаторами замедляется или даже прекращается. По истечении определенного времени пленки вокруг глобул воды становятся очень прочными и трудно поддаются разрушению. В зависимости от размера капелек воды и степени старения нефтяные эмульсии разделяются на три вида:

- легкорасслаивающиеся;
- средней стойкости;
- стойкие.



*В легкорасслаивающихся эмульсиях обычно большинство глобул крупные — размером от 50 до 100 мкм, в то время как стойкие эмульсии содержат в основном мелкие глобулы размерами от 0,1 до 20 мкм. Эмульсии средней стойкости занимают промежуточное положение. Кроме отмеченных выше условий, на стойкость водонефтяных эмульсий влияют и некоторые другие факторы: температура, содержание парафина, условия образования эмульсии количество и состав эмульгированной воды и др.*

**Основными характеристиками нефтяных эмульсий являются: агрегативная устойчивость, вязкость, размер эмульгированных глобул водной фазы.**

*Устойчивость эмульсий – это способность в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на две несмешивающиеся фазы.*

*Вязкость эмульсий зависит от содержания воды и наибольшая вязкость эмульсий для сырой нефти любых сортов приблизительно равна вязкости сырой нефти, умноженной на коэффициент 1,3; 1,8; 2,7; 4,1 для эмульсий, содержащих соответственно 10, 20, 30, 40% воды.*

*С повышением температуры вязкость нефти уменьшается, что способствует снижению стойкости эмульсии. С понижением температуры из нефти выделяются кристаллики растворенного в ней парафина, который накапливается на оболочке глобулы и увеличивает ее прочность. Поэтому эмульсии нефти, содержащей парафин, в зимних условиях имеют большую устойчивость. Интенсивность перемешивания нефти с водой при добыче также влияет на стойкость эмульсии. При фонтанном способе добычи нефти в результате постепенного выделения газа в подъемных трубах и соответственного увеличения скорости потока могут образоваться весьма стойкие эмульсии. Дополнительное перемешивание нефти происходит при резких поворотах потока в фонтанной арматуре и при прохождении через штуцеры. Степень диспергирования капель воды при прохождении через штуцер тем больше, чем больше перепад давления в штуцере. При газлифтном способе добычи нефти условия для образования эмульсий примерно те же, что и при фонтанной добыче. Образование эмульсий при газлифтном способе происходит в основном в месте ввода рабочего агента в насосно-компрессорные трубы. Эмульсии, образующиеся при газлифтном способе добычи нефти, также отличаются стойкостью. При глубинно-насосной эксплуатации скважин эмульгирование нефти происходит в узлах клапана, в паре плунжер — цилиндр и в подъемных трубах при возвратно-поступательном движении насосных штанг. При использовании погружных электроцентробежных насосов перемешивание продукции скважины происходит в рабочих колесах насоса, а также при турбулентном движении смеси в подъемных трубах. Стойкость эмульсии при добыче нефти глубинными штанговыми насосами значительно ниже, чем при эксплуатации погружными электроцентробежными насосами, но она может повышаться в обоих случаях при малом к. п. д. оборудования. Особенно сильное влияние на стойкость эмульсии при насосной эксплуатации оказывают неисправности оборудования — пропуски в насосах через неплотности, изношенные участки. В случае пропуска жидкости в клапанных узлах за счет давления столба жидкости над клапаном истечение жидкости происходят с большой скоростью, что вызывает турбулизацию и эмульгирование нефти. Особенно сильное эмульгирование происходит при наличии зазора плунжера. Немалую роль в повышении*

стойкости эмульсий играет также и наземное оборудование - это система нефтесборных труб, распределительные коллекторы групповых замерных установок, штуцеры, задвижки, клапаны, уголки, тройники и сепараторы.

### 3.2. Механизм разделения нефтяных эмульсий.

Теоретически водонефтяная эмульсия — неустойчивая система, тяготеющая к образованию минимальной поверхности раздела фаз, т. е. к расслоению. Фактически же, *благодаря наличию адсорбционных слоев на поверхности диспергированных частиц, образующих устойчивые эмульсии. Адсорбционные слои обладают значительной механической прочностью и препятствуют слиянию частиц и расслоению эмульсии.* В их состав входит несколько классов природных веществ — компонентов продукции нефтяной скважины (табл. 1).

Таблица 1

Класс веществ	Наименование веществ	Характер воздействия на водонефтяную систему
С высокой поверхностной активностью.	Нафтеновые и жирные кислоты, низшие смолы	Диспергирование системы и создание неструктурированных молекулярных слоев на поверхности раздела фаз.
С низкой поверхностной активностью.	Асфальтены, асфальтеновые кислоты и ангидриды; высшие смолы.	Стабилизация эмульсии структурированием поверхностных слоев.
Твердые минеральные и органические.		Агрегируются с глобулами воды; формирование прочного «бронированного» слоя.

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

1. *этап — соударение диспергированных частиц;*
2. *этап — слияние их в крупные глобулы;*
3. *этап — выпадение крупных частиц и формирование сплошных отдельных слоев нефти и воды.*

Соударение частиц происходит под действием физических факторов: механического перемешивания, турбулентного движения потока и гравитационного осаждения и в незначительной степени вследствие броуновского движения. *Темп соударений может быть увеличен под действием электрического и ультразвукового поля.* Слияние частиц происходит при невысокой структурно-механической прочности разделяющих слоев, и если они имеют гидрофильные свойства. Применительно к водонефтяным эмульсиям скорость всего процесса разложения эмульсии лимитируется скоростью слияния диспергированных частиц.

*Темп осаднения слившихся частиц и выделение сплошных фаз нефти и воды зависят от размеров глобул, вязкости дисперсионной среды и разности плотностей воды и нефти. Скорость выпадения растет с ростом размеров частиц воды и разности плотностей и падает с ростом вязкости нефти. Наиболее эффективным средством ускорения процесса на третьем этапе является **нагревание эмульсии**, так как оно приводит к резкому уменьшению вязкости нефти и некоторому (10—20%-ному) росту разности плотностей воды и нефти. Действие химических реагентов (деэмульгаторов) направлено на реализацию второго (основного) этапа. При этом проявляются свойства поверхностно-активных веществ.*

### 3.3. Необходимость обезвоживания нефти на месторождениях.

*Стойкие эмульсии **снижают** межремонтный пробег работы скважин из-за обрывов штанг в штанговых скважинных насосных установках, а вследствие перегрузок погружного электродвигателя, наблюдаются пробои электрической части установок электропогружного центробежного насоса. **Затрудняется** процесс сепарации газа и предварительный сброс воды на установках с предварительным сбросом воды. Учитывая, что **со временем стойкость эмульсий повышается**, это является одной из причин того, что добываемую нефть **необходимо обезвоживать** как можно раньше с момента образования эмульсий, **не допуская ее старения**. Поэтому целесообразно проводить обезвоживание нефти на месторождениях.*

Транспорт обводненной нефти **удорожается** не только из-за перекачки дополнительных объемов содержащейся в нефти воды, но и вследствие того, что вязкость эмульсии зависит от содержания в ней воды и значительно выше, чем вязкость чистой нефти.

Вместе с водой при обезвоживании из нефти **удаляются соли**, растворенные в воде, механические примеси, являющиеся причиной коррозии и загрязнения трубного пространства теплообменных аппаратов на нефтеперерабатывающих заводах.

Окончательная, более глубокая очистка нефти от пластовой воды, солей и механических примесей осуществляется **в процессе обессоливания** путем интенсивного *перемешивания обезвоженной нефти с пресной водой*, а образовавшуюся эмульсию разрушают.

3.4. Понятие о реагентах-деэмульгаторах нефтяных эмульсий. Устойчивость нефтяных эмульсий определяется образованием на поверхности капель дисперсной фазы абсорбционных оболочек с высокой структурной вязкостью. К веществам, способным образовывать такие оболочки в эмульсиях типа вода в нефти, **относятся смолы, асфальтены, высокоплавкие парафины**. Состав защитных слоев нефтяных эмульсий различен. Кроме основных стабилизаторов — смол и асфальтенов — в них *входят: соли нафтеновых кислот и тяжелых металлов; микрокристаллы парафина и твердые частицы минеральных и углистых суспензий, порфириты и их окислы, содержащие тяжелые металлы и т. д.* Эти защитные слои на поверхности капель препятствуют уменьшению толщины пленки при сближении капель и тем

самым предотвращают процесс их слияния. Для того чтобы осуществить процесс расслоения устойчивой нефтяной эмульсии, необходимо устранить структурно-механический барьер на поверхности капель со стороны дисперсионной среды. *Разрушить такой барьер можно только введением в систему поверхностно-активных веществ (ПАВ), именуемых реагентами-деэмульгаторами.* При введении реагента-деэмульгатора в нефтяную эмульсию на границе раздела фаз нефть — вода протекают следующие процессы. **Молекулы реагента-деэмульгатора, обладая большей активностью, чем природные стабилизаторы нефтяных эмульсий, вытесняют последние с границы раздела фаз нефть - вода.** Образующиеся на их месте абсорбционные слои из молекул деэмульгатора практически не обладают заметными структурно-механическими свойствами, что создает возможность для слияния капель воды при их контакте друг с другом. Адсорбция молекул реагента-деэмульгатора на поверхности капель снижает межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода, что улучшает при дополнительном воздействии на капли, их взаимное слияние. Таким дополнительным воздействием *может служить электрическое поле, под действием которого капли воды поляризуются и притягиваются друг к другу противоположно заряженными полюсами.* Для облегчения сближения капель применяют *подогретую эмульсию, благодаря чему снижается вязкость нефти, и скорость движения капель воды при их сближении возрастает.* Реагенты-деэмульгаторы, используемые для разрушения нефтяных эмульсий, подразделяют на две группы: ионогенные и неионогенные. Ионогенные деэмульгаторы в водных растворах диссоциируют на ионы. В зависимости от того, какие ионы (анионы или катионы) являются поверхностно-активными, ионогенные деэмульгаторы подразделяются на: анионоактивные и катионоактивные. Неионогенные деэмульгаторы не диссоциируют на ионы в водных растворах. Ионогенные деэмульгаторы, такие как нейтрализованный черный контакт (НЧК) и нейтрализованный кислый гудрон (НКГ), применявшиеся ранее для подготовки нефти, имеют существенные недостатки:

- при взаимодействии с пластовой водой образуют твердые вещества, выпадающие в осадок (гипс, гидрат окиси железа и др.),
- являются эмульгаторами для эмульсий типа нефть в воде, что ухудшает качество воды,
- имеют большой удельный расход (0,5—3 кг/т).

Поэтому ионогенные деэмульгаторы в настоящее время почти не используются. Неионогенные деэмульгаторы синтезируют на основе продуктов реакции окиси этилена или окиси пропилена со спиртами, жирными кислотами и алкилфенолами. Удлинение оксиэтиленовой цепи повышает растворимость деэмульгатора в воде за счет увеличения гидрофильной (водорастворимой) части молекулы. Если заменить окись этилена окисью пропилена, то можно существенно повысить растворимость деэмульгатора в нефти, не нарушая его гидрофильных свойств. Неионогенные деэмульгаторы не взаимодействуют с растворенными в пластовой воде солями металлов и не образуют твердых осадков. Удельный расход их значительно ниже, чем ионогенные (5—50 г/т). Новые деэмульгирующие материалы не чистые вещества, а смесь полимеров разной молекулярной массы с различными гидрофобными свойствами. Поэтому они обладают гораздо более широким диапазоном растворимости в различных нефтях или в пластовых водах различной минерализации. Неионогенные деэмульгаторы подразделяются на водорастворимые и маслорастворимые (нефтерастворимые). Подбор деэмульгатора осуществляют в зависимости от эмульсионности нефти и эффективности реагента.

### 3.4.1. Технология применения деэмульгаторов в процессах промышленной подготовки нефти.

С появлением надежных и точных дозирующих насосов на месторождениях *наибольшее применение нашла подача неразбавленного реагента*. Для этого **требуется несложные установки, состоящие в основном из небольшого дозирочного насоса и бачка с чистым реагентом**. Специальных устройств для смешения в виде лабиринтов в трубах или смесителей не требуется — за счет турбулентности потока до поступления смеси на установку достигается ее хорошее перемешивание. Если проба эмульсии, взятая непосредственно перед поступлением на установку по подготовке нефти, разрушается без дополнительного встряхивания, это значит, что перемешивание реагента произошло полное и место подачи его в поток выбрано правильно. Если же для достижения видимого разрушения эмульсии необходимо встряхивание, это указывает на недостаточное перемешивание реагента с эмульсией, а также на то, что место ввода его в линию необходимо отнести дальше от установки подготовки нефти. Хотя традиционное место ввода деэмульгатора – установка промышленной подготовки нефти, но высокая эффективность ранней обработки водонефтяной эмульсии стимулирует подачу химического реагента непосредственно в скважину. Однако при этом необходимость химической обработки скважинной продукции, поступившей на установку, не исключается, но суммарный расход реагента снижается, а эффективность процесса повышается. Ввод деэмульгатора в обеих точках осуществляется в этом случае одновременно, т.е. использование скважины как объекта ввода деэмульгатора не исключает необходимости химической обработки на установке. Непосредственно в скважины реагент может подаваться на забой через затрубное пространство или в выкидную линию. Процесс ввода деэмульгатора на забой скважины с целью предотвращения образования стойких нефтяных эмульсий получил название *внутрискважинной деэмульсации*. При газлифтной эксплуатации скважин наиболее целесообразно подавать реагент вместе с рабочим агентом. Для этой цели химический реагент с помощью дозирочного насоса вводят в газовую линию. В настоящее время в зависимости от конкретных условий нефтяных месторождений и от принятой системы сбора реагент вводится:

- в поток на скважинах;
- на групповых замерных установках;
- дожимных насосных станциях;
- установках предварительного сброса воды;
- на центральных пунктах перед установкой подготовки нефти.

Наибольшее распространение получила схема подачи деэмульгатора, сочетающая в себе два процесса:

1. предварительное обезвоживание с доведением остаточной воды в нефти до величины не более 10%;

2. глубокое обезвоживание и обессоливание, после которого содержание остаточной воды не более 1,0%.

В связи с этим реагент подается в первом случае перед узлом сепарации на установке предварительного сброса воды (УПСВ), а во втором непосредственно перед установкой подготовки нефти. Подача реагента осуществляется с помощью дозирочных установок.

### 3.2. Требования, предъявляемые к деэмульгаторам.

В модели системы, состоящей из двух индивидуальных веществ и одного поверхностно-активного вещества, ПАВ всегда является фактором эмульгирования. В реальной ситуации система включает в себя сложные фазы: нефть и пластовая вода. **Химическое деэмульгирование — это вытеснение одного типа веществ с поверхности частиц другим типом.** Вводимый в систему химический реагент обладает большей поверхностной активностью, чем природные эмульгаторы. Деэмульгатор вытесняет указанные природные вещества из поверхностного слоя диспергированных частиц воды и образует более гидрофильный адсорбционный слой с небольшой структурно-механической прочностью. Частицы с ослабленными поверхностными оболочками при столкновении легко коалесцируют (сливаются) с образованием легкооседающих крупных глобул воды. Если основным фактором устойчивости эмульсии являются прилипшие «бронирующие» природные вещества, то деэмульгатор должен иметь высокую смачивающую способность, чтобы вытеснить их с поверхности раздела в объем фаз. Таким образом, к химическому реагенту для деэмульгирования нефти предъявляются два принципиальных требования:

1. высокая адсорбционная или смачивающая активность, достаточная для вытеснения природных эмульгаторов с поверхности диспергированных частиц;
2. способность формировать новый адсорбционный слой с низкой структурно-механической прочностью.

Условием «срабатывания» указанных свойств деэмульгатора является диффузия вещества. Различают конвективную и молекулярную диффузии. Роль последней незначительна. Лишь при высокой температуре фактор молекулярного переноса ПАВ из объема к поверхности может стать определяющим. На практике перемешивание эмульсии ускоряет массоперенос. Это тесно связано с тем, насколько правильно выбрано место ввода реагента. Например, допустим, что источник диспергирования — погружной центробежный электронасос (ЭЦН). При этом продукция скважины на выкиде насоса представляет собой тонкодисперсную водонефтяную смесь с развитой поверхностью раздела фаз. По мере движения этой смеси в насосно-компрессорных трубах (НКТ) происходит диффузия природных эмульгаторов из объема к поверхности раздела фаз и формирование адсорбционного слоя. Поскольку процесс диффузии имеет определенную ограниченную скорость, устойчивость эмульсии достигается не мгновенно, а во времени. Чем «старее» эмульсия, тем она устойчивее и тем труднее ее разрушить. Поэтому в любом конкретном случае оптимальное место ввода деэмульгатора — это прием ЭЦН, что обеспечивает не только своевременную подачу реагента (эмульсия «нестарая»), но и эффективное его распределение.

### 3.4.3. Правила работы с реагентами-деэмульгаторами.

*Деэмульгатор предназначен только для технических целей, использование его в быту категорически **запрещается**.* Токсичность определяется растворителем, в растворе которого поставляется деэмульгатор. *В качестве растворителя*

применяются ароматические углеводороды, смеси спиртов и метанол. Особую опасность представляет **метанол**, который добавлен в состав растворителя деэмульгаторов. Метанол является сильнодействующим ядовитым веществом (ПДК метанола-5 г/м<sup>3</sup>), а также он легко воспламеняется. Поэтому при работе с деэмульгаторами следует применять индивидуальные средства защиты (респиратор, перчатки, очки), а также соблюдать меры личной гигиены. Все рабочие, которым необходимо выполнять работы с деэмульгатором, должны помнить о возможной опасности отравления. *Все лица, работающие с деэмульгатором, должны проходить медицинский осмотр один раз в год.* При работе с деэмульгатором необходимо пользоваться специальной одеждой, защитными очками, противогазом марки «А». Меры безопасности необходимо соблюдать как при использовании деэмульгатора, так и при его получении, перевозке и хранении. Транспортировать деэмульгатор необходимо в герметически закрытых сосудах или железных бочках. Не разрешается использовать для перевозки и хранения деэмульгаторов неисправные емкости. Герметичность бочек следует периодически проверять путем тщательного их осмотра; бочка, имеющая пропуск, должна быть немедленно освобождена. Помещение или огражденная площадка, где хранятся деэмульгаторы, должны закрываться на замок и, кроме того, должны быть вывешены предупредительные надписи: **«Огнеопасно»**, **«Яд»**. Хранить деэмульгатор необходимо в герметически закрытых сосудах (бочках), в недоступных для посторонних лиц местах, вдали от огня и прямых солнечных лучей. На участке, где производятся операции с деэмульгатором, должны быть аварийные опломбированные шкафы с запасными комплектами специальной одежды и белья. При вскрытии бочек оператор обязан работать в противогазе, резиновых сапогах, резиновых перчатках и прорезиненном фартуке. Бочку открывают перед употреблением и тут же включают в линию, по которой откачивают деэмульгатор в реакгентную емкость для разведения. При этом обслуживающий персонал обязан находиться с наветренной стороны, чтобы не вдыхать пары метилового спирта. Открывать бочки следует инструментом, не дающим искр. До слива и перекачки деэмульгатора необходимо проверить манометры и др. Все выявленные повреждения должны быть немедленно устранены. Переливать деэмульгатор необходимо закрытым способом при работе приточно-вытяжной вентиляции. Сливные приспособления и насосы должны иметь местные отсосы. При работе с деэмульгатором не допускайте разлива его на полу и оборудовании, попадание на тело и одежду. Пролитый деэмульгатор должен быть немедленно смыт большими порциями воды или засыпан песком. При работе с деэмульгатором запрещается:

- Хранить одежду в местах производства работ.
- Использовать трубопроводы, насосы и шланги для перекачки других продуктов.
- Засасывать деэмульгатор в пипетки и сифоны ртом, а также применять его для мытья рук и одежды.
- Применение открытого огня, курение, принятие пищи.

По окончании работ с деэмульгатором необходимо:

- Порожнюю тару необходимо промыть водой (не менее двух объемов тары) и пропарить.

- После слива деэмульгатора необходимо закрыть емкость проверить наличие замков на въездных воротах, чтобы исключить возможность прохода посторонних на территорию склада-навеса и площадку слива.
- Тщательно вымыть руки с мылом.

При появлении признаков отравления деэмульгатором нужно немедленно вынести пострадавшего на свежий воздух и срочно сообщить в медсанчасть.

### 3.5. Оборудование для дозирования реагента.

#### 3.5.1. Блок для дозирования реагентов бр-2,5

Блок для дозирования реагентов БР-2,5 предназначен для приготовления, а также дозирования чистых деэмульгаторов и ингибиторов коррозии и может устанавливаться на групповых замерных установках или установках по подготовке нефти. Блок БР-2,5 состоит из рамы-саней, теплоизолированной будки, технологической емкости, шестеренного насоса РЗ-4,5а, плунжерного дозирочного насоса НД-0,5Р-2,5/400, электрообогревателей, вентилятора, запорно-регулирующей арматуры, системы контроля и управления.

Принципиальная технологическая схема блока представлена на рис.3.5. Технологическую емкость заправляют химическим реагентом или ингибитором коррозии с помощью шестеренного насоса 3. В случае же применения обоих реагентов предусмотрена обводная линия от технологической емкости на прием шестеренного насоса, по которой осуществляется их перемешивание рециркуляцией потока по линии "емкость-насос-емкость".

Внутри технологической емкости 1 установлен электронагреватель 5 мощностью 3,75 кВт, который поддерживает температуру реагента 60 °С с целью снижения его вязкости и обеспечения равномерного заполнения цилиндра дозирочного насоса 4. Сверху емкости предусмотрен смотровой люк 2, снабженный крышкой. Дозирочный насос непрерывно подает реагент в технологический трубопровод.

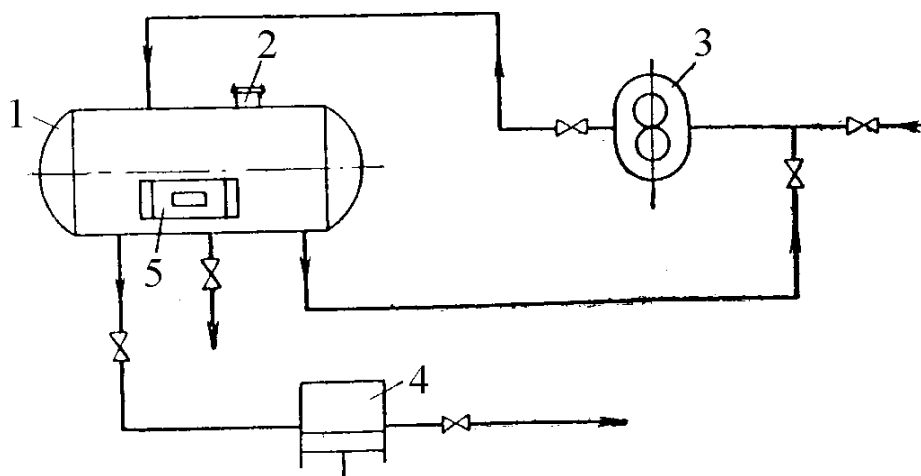


Рис.3.5. Технологическая схема блока для дозирования реагентов БР-2,5

Система контроля и регулирования блока БР-2,5 осуществляет контроль предельных уровней реагента в емкости, при достижении которых отключаются



электродвигатели дозирочного или шестеренчатого насосов, и контроль (при помощи электроконтактного манометра) давления нагнетания дозирочного насоса, при превышении которого также отключается электродвигатель. Все оборудование установок (рис.3.6) размещено в теплоизолированной будке 1, смонтированной на сварной раме-санях 2. Будка разделена герметичной перегородкой 4 на два отсека (технологический и приборный). В технологическом отсеке размещены технологическая емкость 8, трубчатый электронагреватель 5, шестеренный 7 и дозирочный 6 насосы, а также средства контроля и управления 3. Путем подачи в смеситель в определённых соотношениях воды и концентрированного реагента на установке БР-25 при необходимости можно приготовить и дозировать водный раствор реагентов.

Однако, как бы не была совершенна схема подачи деэмульгатора, положительных результатов в процессе подготовки нефти можно добиться только при правильном подборе реагента, месте его дозирования и рациональном расходе.

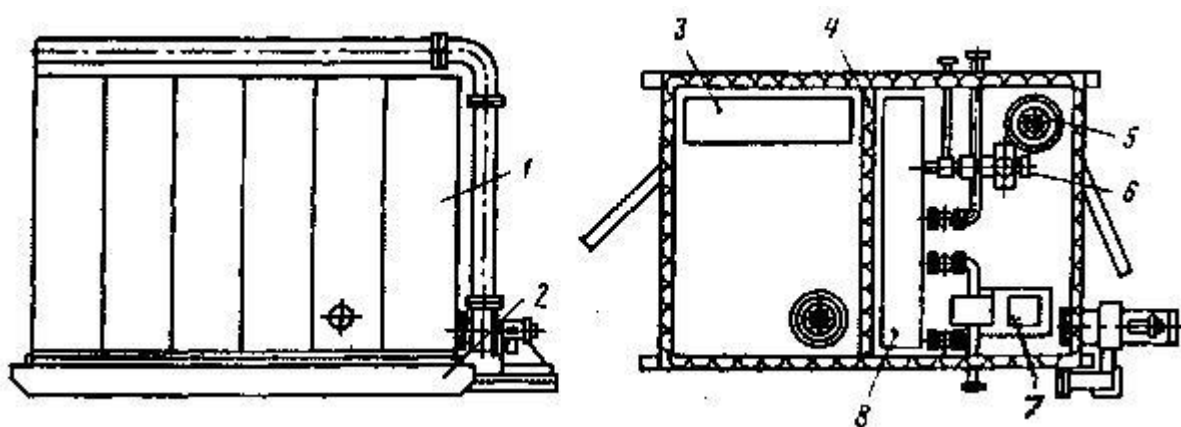


Рис.3.6 . Блоки дозирования химреагентов БР-2,5 и БР-10

Технологическая характеристика блоков БР приведена в таблице 2.

Таблица 2.

Показатели	Блок дозирования химреагентов		
	БР-2,5	БР-10	БР-25
Размер дозы, г/т.	10,50	10,50	10,50
Вязкость дозируемой среды, МПа×с.	до 1000	до 850	до 850
Подача дозирочного насоса, л/ч.	2,5	10	25
Рекомендуемое давление нагнетания, МПа.	10	10	4

Температура дозируемого реагента, °С	50,60	20,60	20,60
Температура окружающей среды, °С.	-40,+50	-40,+50	-40,+50
Запас химического реагента, сут.	15	30	2,10
Габаритные размеры, мм.	3360´2300´ 2725´300	3770´2250´3090	3770´2400´ 2680´4500
Масса, кг.	3000	3090	4500

### 3.5.2. Установка нду-50/150

Для подачи небольших объемов неразбавленного реагента применяются установки НДУ-50/150. Установка состоит (рис.3.7) из насоса **а** с редуктором **б**, электродвигателя **в**, емкости для реагента **г**, трубки высокого давления **д** и форсунки **е**.

Техническая характеристика установки НДУ-50/150 приведена ниже.

Производительность насоса, л/ч, при числе ходов плунжера в минуту - 50 - 150	0,006 – 0,120 0,30 – 2,160
Давление нагнетания, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	До 12,5 (125)
Диаметр плунжера, мм	10
Длина хода плунжера, мм	8
Объем емкости для реагента, м <sup>3</sup>	0,215
Масса (без масла и реагента), кг	86

На установке НДУ-50/150 используется одноплунжерный вертикальный насос, который крепится к корпусу редуктора. Плунжер 8 приводится в движение посредством пружины 9 при всасывании и кулачка 13 при нагнетании.

Электродвигатель устанавливается на плите 1. Реагент заливается через верхнюю горловину 3. В нижней части емкости имеется отстойник 2. Реагент через штуцер 4 отстойника, запорный кран 5 и трубку низкого давления 6 поступает на прием насоса. Подача реагента осуществляется через обратный клапан, трубку высокого давления **д** и форсунку **е**, устанавливаемую на трубопроводе 10.

На корпусе имеется штуцер 7, служащий для удаления воздуха из-под обратного клапана насоса, а также для замера с помощью бюретки уровня реагента в емкости и производительности насоса. Ступенчатое регулирование подачи насоса

производится сменой кулачков. Кулачок с одним выступом обеспечивает подачу 0,006 – 0,120 л/ч при 50 ходах плунжера в минуту, кулачок с тремя выступами – в пределах 0,030 – 2,160 л/ч при 150 ходах в минуту.

Плавное регулирование подачи реагента осуществляется поворотом плунжера: при повороте вправо подача увеличивается, при повороте влево – уменьшается. Плунжер поворачивают с помощью зубчатого сектора, закрепленного на хвостовике плунжера. Зубчатый сектор находится в зацеплении с зубчатой рейкой регулятора подачи 12. Для предварительной установки подачи насоса необходимо вывести из зацепления рейку и повернуть плунжер в положение, соответствующее требуемой подаче. При тонкой регулировке рейка и сектор приводятся в движение вручную поворотом винта регулятора. После окончательной регулировки винт регулятора фиксируется с помощью стопорного винта 11.

### 3.5.3. Блок реагентного хозяйства института Гипротюменнефтегаз

Для подачи значительных объемов реагента на групповых замерных установках, дожимных насосных станциях и на установках подготовки нефти институтом Гипротюменнефтегаз разработал блок реагентного хозяйства, который приспособлен для работы в суровых климатических условиях Западной Сибири.

Блок реагентного хозяйства предназначен для разогрева реагента до 50 – 80<sup>0</sup>С с целью снижения его вязкости и подачи его дозировочным насосом в нефтепровод.

В состав блока реагентного хозяйства входят: теплоизолированная будка с санями; электронагревательный аппарат с контрольной, предохранительной и запорной арматурой; дозировочные насосы НД-10/100 с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении (ВЗГ); тележки для загрузки в нагревательную камеру бочек с реагентом и выгрузки их; пусковая электроаппаратура.

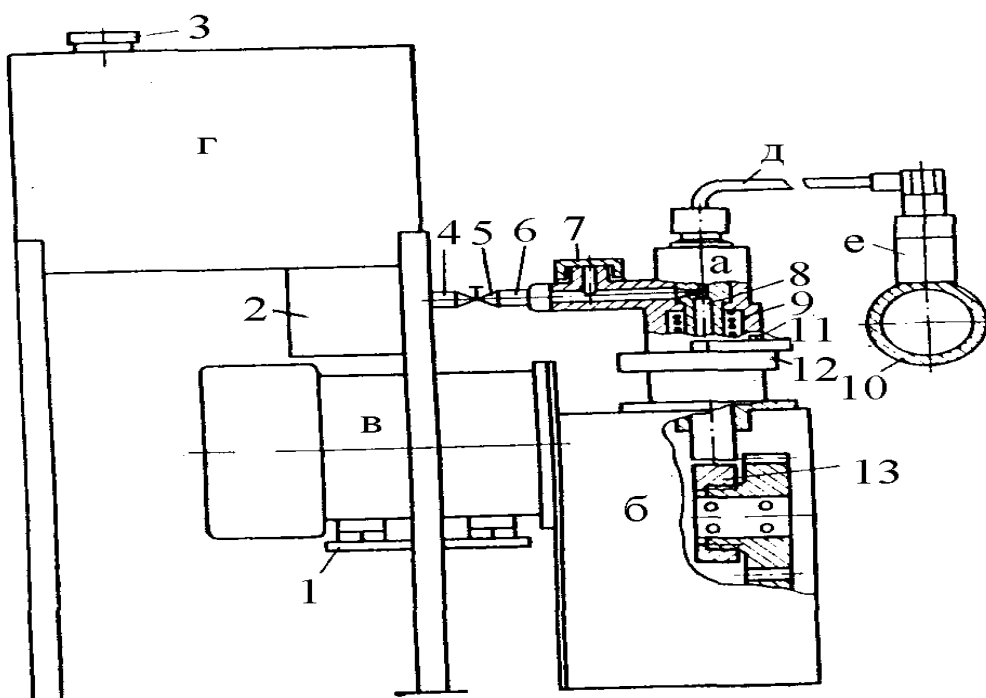


Рис. 3.7. Схема установки НДУ 50/150

Блок реагентного хозяйства имеет следующую техническую характеристику.

Производительность дозировочного насоса, л/ч	10
Давление, МПа ( $\text{кгс/см}^2$ ).	10 (100)
Диаметр плунжера, мм	12
Число ходов плунжера в минуту	100
Мощность электродвигателя, кВт	0,27
Мощность, потребляемая нагревателем, кВт	До 3,8
Рабочее напряжение, В	380
Сила тока, А	8 – 12
Объем воды, заливаемой в аппарат, л	12
Число бочек с реагентом, загружаемых в блок	2
Емкость бочки, л	200
Габариты блока, мм	350x1600x1915
Масса блока, кг	1674

Устройство и принцип работы блока реагентного хозяйства следующие.

Теплоизолированная будка 9 (рис.3.8), внутри которой смонтировано все оборудование реагентного хозяйства, разделена промежуточной герметичной панелью на две части: нагревательную камеру а и щитовое помещение б. Будка 9 смонтирована на санях 11.

В нагревательной камере монтируется электронагревательный аппарат 13 и дозировочные насосы 1 с индивидуальным электродвигателем 3. Дозировочные насосы отделены от электронагревательного аппарата экраном из листовой стали. Для регулирования температуры в насосном отсеке в экране предусмотрена заслонка.

Над электронагревательным аппаратом располагаются на рельсах тележки 6 для установки двух бочек 7 с реагентом и загрузки их в нагревательную камеру блока. При загрузке и выгрузке бочек из нагревательной камеры используется приставка 4. В щитовом помещении устанавливаются распределительный щит 10 и пусковая электроаппаратура. Электронагревательный аппарат состоит из трубы 14 с тремя приваренными к нему патрубками для ввода электродов 12.

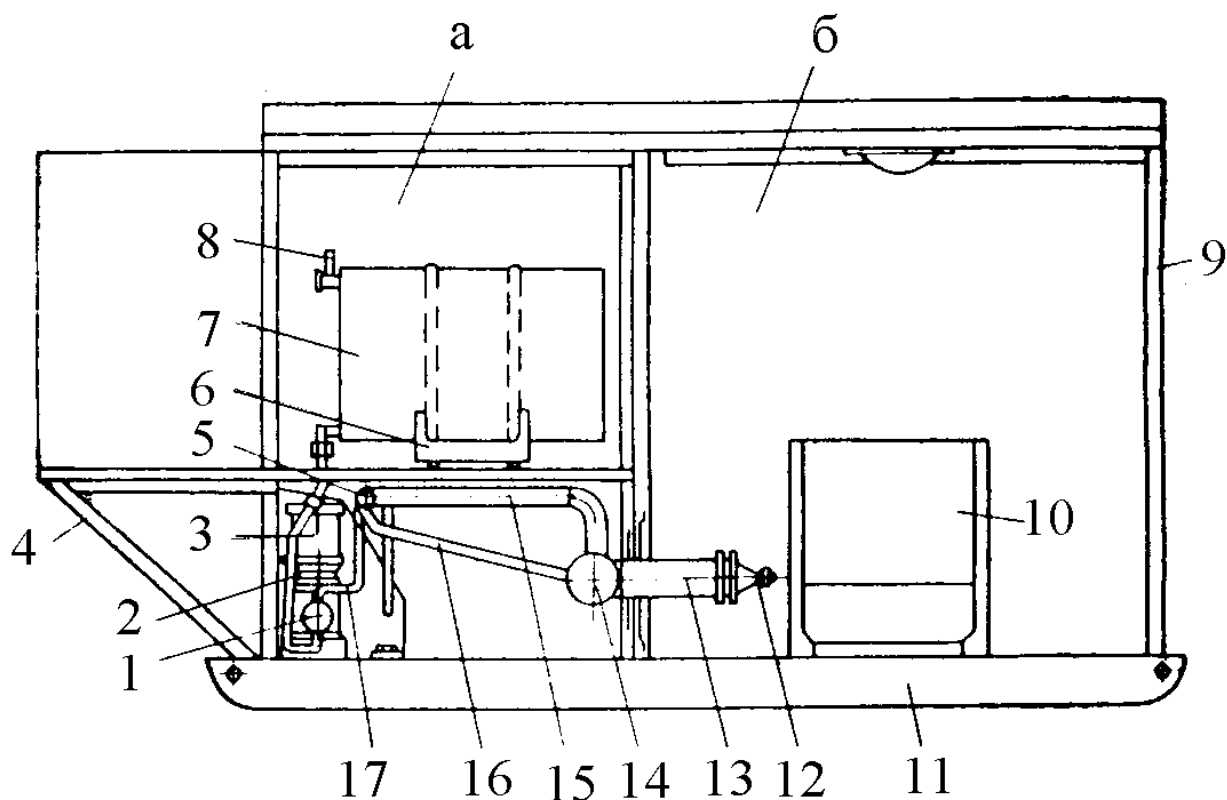


Рис.3.8. Блок реагентного хозяйства института Гипротюменнефтегаз

. С целью увеличения поверхности нагрева аппарата в трубу 14 вварены девять труб 15, с другой стороны приваренных к поперечной трубе 5. По этим трубам циркулирует пар, образующийся в трубе 14 при нагревании воды от электродов. Поперечная труба 5 связана с трубой 14 трубкой 16 для слива конденсата.

Электрод представляет собой медный стержень с припаянной к нему пластиной из нержавеющей стали. Пластина находится в воде, залитой в нагревательный аппарат.

К электродам с распределительного щита 10 с помощью магнитного пускателя подается электрический ток, и вода в аппарате нагревается. Электропроводность воды, а, следовательно, и ее температура зависят от содержания в ней растворенных солей.

В случае необходимости для увеличения электропроводности воды допускается добавлять в нее соль. Пар, образующийся при кипении воды, циркулирует по трубам аппарата. За счет тепла, излучаемого трубами, нагреваются бочки с реагентом, загруженные в нагревательную камеру.

На электронагревательном аппарате монтируются: кран для слива воды из аппарата, заливная горловина, электроконтактный манометр ЭКМ-1, предохранительный пружинный клапан, отрегулированный на давление 0,17 МПа.

Обслуживание блока реагентного хозяйства в основном сводится к контролю уровня воды в нагревательном аппарате и к загрузке в аппарат новой бочки с реагентом после опорожнения ранее загруженной. Перед загрузкой бочки в ее 19-мм горловину ввинчивают заборное устройство с мерным стеклом, а в 50-

мм горловину – сапун 8. После загрузки бочки в камеру шланг приемной линии 2 насоса с помощью накидных гаек соединяют с заборным устройством. В это время дозировка реагента по выкидной линии 17 насоса осуществляется из второй бочки, которая находилась на прогреве. Однако, как бы не была совершенна схема подачи деэмульгатора, положительных результатов в процессе подготовки нефти можно добиться только при правильном подборе реагента, месте его дозирования и рациональном расходе.

### 3.6. Методы разрушения эмульсий.

Способы разрушения эмульсий, условно делятся на следующие группы: химические, механические, термические и электрические.

**Термические методы** – деэмульгирования нефти ускоряется при ее подогреве. С повышением температуры возрастают Ван – Дер. Ваальсовы силы, усиливается броуновское движение, вероятно, увеличивается скорость химической адсорбции и уменьшается вязкость эмульсии. *Следовательно, уменьшается прочность бронирующего слоя и ускоряет процесс деэмульгирования.* Если парафины являются основными стабилизаторами эмульсий, то нагревание нефти до температуры, превышающей температуру плавления парафинов (50-65 °С) приводит к *полному разрушению эмульсии. Высокие издержки, потери легких фракций* нефти в результате их испарения являются очень серьезными **недостатками термического способа** деэмульгирования нефти. Испарение легких нефтяных фракций приводит к тому, *что растворимость асфальтенов снижается и повышается вероятность отложения твердых осадков на внутри корпусных устройствах нефтеперерабатывающих установок и стенках печных труб, а также повышается риск их коррозии.*

**Физические методы** – к данной группе методов относятся отстаивание воды в гравитационных сепараторах (отстойниках), фильтрация эмульсии через слой волокнистого или гранулированного фильтрующего материала, центрифугирование, замораживание, пневматическая флотация и многое другое.

**Фильтрация** – нестойкие эмульсии успешно расслаиваются при пропускании их через фильтрующий слой, который может быть из гравия, битого стекла, древесины, металлических стружек, стекловаты и других материалов. Здесь деэмульсация нефтей основана на явлении селективного смачивания. Смачивание жидкостью поверхности твердого тела можно рассматривать как результат действия сил поверхностного натяжения, т.е. жидкость тем лучше смачивает твердое тело, чем меньше взаимодействие между ее молекулами.

Фильтрующее твердое вещество должно удовлетворять основным требованиям:

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

**Данный метод не находит широкого применения из – за громоздкого оборудования, малой производительности, необходимости часто менять фильтры.**

**Электрические методы** – между дисперсионной средой и поверхностью диспергированных в ней частиц существует разность потенциалов. **При воздействии на эмульсию электрического поля диспергированные капли воды поляризуются и стремятся расположиться вдоль силовых линий поля, при этом капли вытягиваются, а противоположные заряды в капле смещаются к ее краям, возникают силы взаимного притяжения, в результате чего частицы дисперсной фазы соударяются друг с другом и сливаются в более крупные.** Обработка эмульсии в электрическом поле не способствует полному ее расслоению, поэтому данный способ, как правило, применяют в сочетании с термохимическими методами разрушения эмульсий.

**Химические методы** – нашли наиболее широкое применение в промышленности. **Химическое дезэмульгирование – самый дешевый, быстрый и простой в осуществлении – способ разрушения эмульсий.** Его сущность заключается в устранении энергетического барьера (в виде стабилизирующего действия эмульгаторов в бронирующей оболочке), препятствующего расслоению эмульсий. Как правило, для обработки определенного сорта нефти применяют смесь реагентов, каждый из которых выполняет определенную функцию.