

Литература

1. Борисов Б.Ф., Лепешкина О.Ю., Кузнецов А.М. Анализ результатов исследования коэффициента вытеснения высоковязкой нефти водой из пласта В1 турнейского яруса на месторождениях Самарской области // Нефтяное хозяйство. -2015. -№ 7. -С. 104-106.RFD: tNavigator. Flow simulator Technical manual. 2016.
2. Борисов Б.Ф., Лепешкина О.Ю., Кузнецов А.М. Обобщение данных о коэффициенте вытеснения высоковязкой нефти водой из пласта А4 башкирского яруса месторождений Самарской и Ульяновской областей // Нефтяное хозяйство. -2015. -№ 2. -С. 66-68.
3. Янин А.Н. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой по обобщенным зависимостям (на примере пластов группы Ю1 Нижневартовского свода) // Бурение и нефть. -2014. -№ 7-8. -С.28-32.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТРЕХФАЗНОГО СЕПАРАТОРА НА УСТАНОВКЕ  
ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ  
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**Н.К. Богатырев**

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Нефть, извлекаемая из скважин, содержит пластовую воду с растворёнными солями, газы органического (от  $\text{CH}_4$  до  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) и неорганического ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ) происхождения, механические примеси (песок, глина, известняк). Перед транспортировкой потребителям от нефти отделяют газы, механические примеси, основную часть воды и солей. На отечественных нефтепромыслах эксплуатируются различные системы промышленного сбора и транспортирования сырой нефти, отличающиеся условиями перемещения нефти, схемой подготовки нефти. На смену негерметизированным схемам, эксплуатация которых была связана с потерями газа и легких фракций, пришли различные герметизированные высоконапорные системы. Сырая нефть под собственным давлением поступает в групповые замерные установки, где происходит измерение количества нефти. Затем нефть перемещается на дожимную насосную станцию, в составе которой имеются сепараторы для отделения газа и воды от нефти. Газ поступает на газоперерабатывающий завод, а нефть – на установку подготовки нефти (УПН). Вода очищается на установке и закачивается обратно в пласт. В данном проекте рассматривается установка подготовки нефти, предназначенная для электрообессоливания и обезвоживания с последующей сдачей подготовленной нефти на Приемо-сдаточный пункт (ПСП), а затем в магистральный нефтепровод. Цель выпускной квалификационной работы – спроектировать установку подготовки нефти с производительностью 960 тыс. тонн/год. Проектируемая установка подготовки нефти (УПН) предназначена для получения товарной нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 9965-76, ГОСТ Р 51858-2002 и транспортировки ее на НПС № 8 магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) с помощью насосов внешней откачки.

По физико-химическим свойствам нефть, подготавливаемая на УПН, характеризуется как особо легкая. Физико-химические свойства нефти, поступающей на УПН приведены в таблице 1.

*Таблица*

*Физико-химические свойства нефти*

Наименование	Значение
Плотность нефти в пластовых условиях, $\text{т/м}^3$	0,733
Плотность нефти при условиях сепарации, $\text{т/м}^3$	0,817
Плотность нефти при однократном разгазировании, $\text{т/м}^3$	0,836
Газосодержание при однократном разгазировании, $\text{м}^3/\text{т}$	339,52
Газовый фактор при условиях сепарации, $\text{м}^3/\text{т}$	299,86
Объемный коэффициент при условиях сепарации, доли ед.	1,430
Вязкость кинематическая нефти, $\text{мм}^2/\text{с}$	
-при 20 °С	10,1
-при 50 °С	4,3
Вязкость динамическая нефти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	
-при 20 °С	8,4
-при 50 °С	3,6
Содержание серы, % масс.	0,3
Содержание парафина, % масс.	1,28
Температура плавления парафина, °С	53,4
Содержание смол силикагелевых, % масс.	2,01
Содержание асфальтенов, % масс.	0,05
Содержание механических примесей, % масс.	0,023
Содержание хлористых солей, % масс.( $\text{мг/дм}^3$ ).	0,0064 (53,2)
Содержание сероводорода, % масс.	отс.
Давление насыщения нефти газом, МПа	21,5

Требуемые характеристики товарной нефти и пластовой воды. Нефть должна удовлетворять требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Технические условия». Согласно указанного ГОСТа подготовленная нефть (при

поставке потребителю в России) с массовой долей серы 0,3 % масс. (класс 1), с плотностью при 20 °С 817,0 кг/м<sup>3</sup> (тип 0), с массовой концентрацией хлористых солей 53,2 мг/дм<sup>3</sup>, с массовой долей воды 0,5 %, с давлением насыщенных паров 27,3 кПа, с содержанием механических примесей 0,023 % (группа 1), при отсутствии сероводорода (вид 1) обозначена 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002. Требуемые показатели качества товарной нефти согласно ГОСТ Р 51858-2002 представлены в таблице.

Вода, закачиваемая в пласт должна удовлетворять условиям:

– содержание ТВВ, не более (согласно ОСТ 39-225-88) 40 мг/л;

– содержание нефтепродуктов, не более 50 мг/л.

На проектируемой установке производится подготовка нефти, и ее транспортировка на пункт сдачи-приема Дулисьминского месторождения. На первом этапе обустройства Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения продукция скважин будет поступать на УПН по однотрубной нефтегазосборной системе. Продукция скважин – газожидкостная смесь (ГЖС) – с рабочим давлением 0,6 МПа и температурой (0-5) °С поступает через электроприводные задвижки на фильтры. Перед фильтрами в газожидкостную смесь от добывающих скважин дозировочными насосами блока УДХ-1 по трубопроводу, через узел ввода реагента подается деэмульгатор «Флэк-Д-012» для лучшего расслоения водонефтяной эмульсии. После фильтров ГЖС поступает через задвижки во входной сепаратор (С-0/1 V=50 м<sup>3</sup>), в котором при рабочем давлении 0,6 МПа осуществляется частичная дегазация продукции скважин. Технологический уровень жидкости в сепараторе С-0/1 поддерживается с помощью регулирующего клапана, установленного на выходном из С-0/1 нефтепроводе. После входного сепаратора водонефтяная эмульсия с растворенным попутным газом через регулятор уровня направляется на подогрев в путевой подогреватель ПП-1,6 для подогрева до 45 град. °С. Технологической схемой УПН предусмотрена возможность подогрева газожидкостной смеси до температуры плюс 45 °С. Обводненная нефть поступает в подогреватели ПП-1/1,2 через отключающие электроприводные задвижки и подогретая через отключающие электроприводные задвижки, направляется в сепаратор водоотделитель С-1/1, при этом электроприводная задвижка закрыта. В трехфазный сепаратор водоотделитель С-1/1 поступает нефть, где при рабочем давлении 0,4 МПа и температуре 45 °С осуществляется дальнейшая дегазация продукции скважин и сброс пластовой воды. Далее нефть из сепаратора водоотделителя С-1/1 направляется в сепаратор обезвоживания и обессоливания С-2/1. Технологический уровень жидкости в сепараторе С-1/1 поддерживается с помощью регулирующего клапана, установленного на выходном из С-1/1 нефтепроводе. Рабочее давление в аппарате равное 0,4 МПа поддерживается регулятором давления, который установлен на газопроводе из С-1/1 на факел высокого давления. На выходе из С-1/1 нефтепроводе установлены смесители пресной воды СПВ-1, СПВ-1,2, через которые в водонефтяную эмульсию подается пресная вода для обессоливания пластовой воды, оставшейся в нефти после сброса в сепараторе С-1/1. Пресная вода из артезианских скважин с давлением 1,5 МПа через задвижку и расходомер подается в трубную часть теплообменников ТО-1/1-3. В теплообменниках вода нагревается до 40°С и подается в смесители пресной воды СПВ-1,2. В сепараторе обезвоживания и обессоливания С-2/1 при рабочем давлении 0,35 МПа и температуре 40°С осуществляется окончательный сброс воды. Из сепаратора обезвоживания и обессоливания С-2/1 нефть через регулирующий клапан, поддерживающий рабочее давление 0,35 МПа в С-2/1, задвижки поступает на концевую сепарационную установку нефти КСУ-1. В сепараторе концевой сепарационной установки нефти КСУ-1 осуществляется полное разгазирование и дегазирование нефти при рабочем давлении 0,005 МПа и температуре 35°С. Для более полной дегазации нефти в сепаратор КСУ-1 подается газ для барботажа из газосепаратора ГС-1. Из КСУ-1 подготовленная нефть поступает на прием насосов Н-1-3 насосной станции внешней откачки НВО. В насосную станцию внешней откачки нефти НВО нефть поступает через задвижки. На всасывающих трубопроводах каждого насоса установлены фильтры.

#### Литература

1. Леонтьев С.А. Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважинной продукции. – Тюмень: 5-е изд., 2010. –119 с.
2. Р.С. Сулейманов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков и др. Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технологии и оборудование: учебное пособие. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. –450с.
3. Сарданашвили А.Г., Львова А.И. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа – М. 1965. –456 с.
4. Кузнецов А.А. Примеры расчёта процессов и аппаратов химической технологии. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Химия, 1980 –256с.
5. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. – М.: Химия, 1971. –784с.
6. Технологический регламент установки подготовки нефти Дулисьминского НКМ.

### **АНАЛИЗ И ЛОКАЛИЗАЦИЯ ДЕГРАДАЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ (УЭЦН) ПО ПАРАМЕТРАМ И ВЫЯВЛЕНИЕ МОДЕЛЕЙ ДЕГРАДАЦИИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УЭЦН**

**А.В. Большунов**

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Существующие методы мониторинга (простой анализ вибрации) не являются достаточным для прогнозирования начинающихся неисправностей в насосе. Состояние таких компонентов, как валы и рабочие колеса насоса, роликовые подшипники и приводные детали контролируется путем оценки конкретных вибраций, вибрации от потока возбуждения и структурный звук в роликовых подшипниках. Проверка включает в себя и операционные