

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://stuservis.ru/diplomnaya-rabota/6411>

**Тип работы:** Дипломная работа

**Предмет:** Нефтегазовое дело

Содержание

ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ 4

СПИСОК ТАБЛИЦ 6

СПИСОК РИСУНКОВ 7

ВЕДЕНИЕ 8

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ 9

1.1 Организация системы сбора и подготовки нефти 9

1.2 Характеристики сырья, вспомогательных материалов и готовой продукции 13

1.3 Описание технологического процесса и технологической схемы установки 16

1.4 Постановка цели и задач работы 28

2 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ 30

2.1 Обезвоживание продукции. 30

2.1.1 Предварительный сброс воды 30

2.1.2 Глубокое обезвоживание нефти 33

2.2 Обессоливание нефти. 35

2.3 Предложение по модернизации блока обессоливания УКПН «Ашит» 37

3 РАСЧЕТНЫЙ РАЗДЕЛ 38

3.1 Расчет экономии промывочной пресной воды за счет возврата дренажной 38

3.2 Методика расчета процесса сепарации нефти от газа 38

3.3 Расчет газонефтяных сепараторов. 40

3.4 Расчет трубчатой печи 43

3.5 Расчет и подбор насоса 47

3.6 Резервуар РВС 50

3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 52

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА 54

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

ПРИЛОЖЕНИЕ А Технологическая схема унифицированной схемы подготовки нефти

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Принципиальная схема ТВО

ПРИЛОЖЕНИЕ В Схема подготовки нефти на УКПН Ашит.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г Параметры продукции УКПН Ашит

ПРИЛОЖЕНИЕ Д Схемы вариантов ступеней обессоливания

ПРИЛОЖЕНИЕ Е Предлагаемая технологическая схема УКПН Ашит

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время проблема повышения эффективности обессоливания нефти является актуальной по многим причинам.

Во-первых, многие нефтяных месторождений находятся на завершающих стадиях эксплуатации.

Особенности технологии добычи приводят к тому, что в процессе эксплуатации скважин значительно увеличивается обводненность добываемой нефти и содержание минеральных солей в пластовой воде.

Во-вторых, уменьшение содержания минеральных солей в сырой нефти увеличивает межремонтный пробег нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего оборудования, что является весьма своевременным в условиях интенсификации производства.

В-третьих, рациональное использование промывной воды, сокращает объем сточных вод, следовательно сокращается нагрузка на окружающую среду, что особенно важно в связи переходом на более жесткие экологические стандарты.

Технологический процесс обессоливания предполагает смешение нефти с пресной промывной водой. Известно, что результат обессоливания зависит от того, насколько эффективно была введена промывная вода. Для осуществления интенсивного смешения и диспергирования воды необходимо применять специальные смесители.

Таким образом, исследования связанные с совершенствованием устройств предварительной подготовки нефти перед обессоливанием свое-временны и целесообразны.

Выпускная квалификационная работа посвящена совершенствованию технологии обессоливания нефти на УКПН «Ашит» путем возврата части сбрасываемой воды со ступени обессоливания с целью экономии пресной воды и химических реагентов

## 1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

### 1.1 Организация системы сбора и подготовки нефти

Система сбора и подготовки нефти на Арланском месторождении, спроектирована и построена согласно унифицированной системы сбора нефти, газа и воды [4], поэтому в дальнейшем будем рассматривать ее. Унифицированные технологические схемы предусматривают различные сочетания процессов герметизированного сбора и подготовки нефти, газа и воды для обеспечения требуемого качества продукции при минимальных эксплуатационных и капитальных затратах.

При проектировании обустройства месторождения унифицированная технологическая схема предусматривает:

замер продукции только на АГЗУ;

полную герметизацию процессов сбора и транспортирования нефти, газа и воды;

разделение на блоке сбора в оборудовании "Спутников" продукции скважин (на газ и жидкость) и измерение их количества по каждой под-ключенной скважине;

совместное или раздельное после АГЗУ транспортирование обводненной и необводненной нефти и газа;

использование нефтесборных коллекторов для подготовки продукции скважин к дальнейшей ее обработке;

качественная сепарация газа от нефти;

подготовка товарной нефти (обезвоживание и обессоливание);

подготовка сточных вод до нужных кондиций и передача их в систему ППД;

точные поточные измерения количества и качества товарной нефти и передача ее товарно-транспортным организациям.

Основные варианты.

В связи с разнообразием условий конкретных месторождений комплекс может иметь два варианта технологической схемы размещения до-полнительного оборудования на месторождении:

1 ступень сепарации с ДНС и с предварительным обезвоживанием нефти, причем качество воды должно удовлетворять требованиям закачки в трещиновато-пористый пласт;

1 ступень сепарации с насосной откачкой без сброса воды.

На Арланском месторождении применяется 1-я схема

Унифицированная технологическая схема показана на рисунке. В схеме можно выделить пять узлов-установок: замера продукции скважин (АГЗУ), подготовки газа (УПГ), нефти (УПН), воды (УПВ) и шлама и механических примесей (УПШ).

Нефть, газ и вода под давлением до 1,5-3,0 МПа из скважин 1 по вы-кидным трубам диаметром 75-150 мм, длиной 0,8-4 км направляются в ав-томатизированные групповые установки 2 (типа "Спутник"), где происходит отделение газа от жидкости (нефти, воды) и автоматическое поочеред-ное измерение расхо-дов жидкости и газа.

После замерной установки нефть, газ и вода снова смешиваются и транспортируются по сборному коллектору диаметром 200-500 мм, дли-ной до 7-70 км под собственным давлением до УПН. Допустимые пределы однострубно-го транспортирования зависят от рельефа местности, вязкости и расхода продукции, диаметра трубопровода и давления на его входе. Для внутритрубной деэмульсации с помощью блока 3 вводится в поток деэмульгатор.

На УПН осуществляют последовательно сепарацию первой ступени 4, предварительное обезвожива-ние 5, нагрев эмульсии 6, укрупнение ка-пель воды 7, глубокое обезвоживание и сепарацию второй ступени 8, ввод пресной воды в поток 9, обессоливание 10 и сепарацию третьей ступени (стабилизацию),

Обезвоженная и обессоленная нефть из сепараторов 11 самотеком поступает в два попеременно работающих герметизированных резервуара 12 на кратковременное хранение. Из них нефть забирается подпорным насосом 13 и подается на автоматизированную установку количества и качества товарной нефти 14.

Если нефть отвечает кондициям, то она направляется в парк товарных резервуаров и далее в магистральный нефтепровод и на НПЗ. Если нефть окажется некондиционной по содержанию воды (более 0,5%) и солей (более 100 мг/л), то задвижка на входе в товарный резервуар автоматически закрывается и открывается задвижка для возврата нефти снова на обезвоживание и обессоливание. Необходимая нефть минует часть узлов УПН и поступает сразу в концевые сепараторы III ступени 11, где смешивается с обезвоженной и обессоленной нефтью.

Отделившийся газ по сборным газопроводам поступает на УПГ, весь комплекс оборудования которого называют газобензиновым заводом. Обычно УПГ монтируют для большой группы месторождений, где имеются большие запасы нефтяного газа. На промысле подготовка газа не осуществляется.

Отделившаяся в отстойниках и электродегидраторе вода самотеком поступает на УПВ. Там она проходит через блоки очистки 17 и дегазации 20 и через узел замера 21 подается на кустовые насосные станции (КНС) для закачки в пласт. Уловленная в блоке 22 нефть откачивается на УПН.

Шлам, который отделяется от нефти и воды на УПН и УПВ, поступает в емкостьшламонакопитель 23 УПШ. Вода из емкости 23 и сточная вода из промысла поступают в блок стоков 24, откуда откачиваются в мультигидроциклон 25 для отделения шлама. Шлам собирается в емкости 23, а вода подается на вход УПН. Газы дегазации воды поступают на свечу для сжигания.

При такой схеме сбора и подготовки потери углеводородов сведены до минимума (0,2 %).

Нефть представляет собой горючую, маслянистую жидкость темного цвета со специфическим запахом. Основными элементами, образующими нефть, являются углерод и водород. Их соотношение в различной нефти оценивается соответственно 83-87% и 12-14%. В нефти содержатся сера, кислород, азот в количестве 0,5-8%. Незначительную долю примесей составляют хром, никель, железо, кобальт, магний, титан, натрий, кальций, германий, фосфор, кремний (менее 0,02-0,035%).

Углеводородные соединения, входящие в состав нефти, подразделяются на 3 группы: метановые, нафтеновые и ароматические. Содержание нафтеновых углеводородов в нефти составляет 25-75%, ароматические - 15-20%, метановые - до 20%.

Газ всех объектов месторождения жирный, с высоким содержанием азота, с низкой теплотворной способностью.

Пробы нефти турнейского яруса в пластовых условиях были отобраны за период 1998-2004 гг. Средние значения физических параметров пластовых нефтей по площадям: вязкость 25,0-41,9 мПа\*с, плотность 886-902 кг/м<sup>3</sup>, давление насыщения 3,2-8,4 МПа. Плотность нефти в поверхностных условиях изменяется от 0,887 г/см<sup>3</sup> до 0,906 г/см<sup>3</sup>. По плотности нефти относятся к категории средних.

Вязкость нефти изменяется от 30,87 МПа с до 45,80 МПа с. По содержанию серы нефти ТТНК относятся к сернистым (среднее содержание серы 2,47%), по содержанию смол - к высокосмолистым (17,48%), по содержанию парафинов - к парафинистым (1,83-3,70%).

Характеристика пластовых вод.

Воды в карбонатных отложениях каширского горизонта слабоактивные (до 2,5 м<sup>3</sup>/сут), высокоминерализованные (600-750 мгэкв на 100 г), плотность 1,169 г/см<sup>3</sup>. В верейском горизонте получены притоки воды с небольшими дебитами.

Воды основной продуктивной толщи - ТТНК имеют плотность 1,17-1,18 г/см<sup>3</sup>, минерализацию 750-800 мгэкв. Воды нижележащего турнейского яруса схожи по своему солевому составу с водами ТТНК. Плотность 1,168-1,177 г/см<sup>3</sup>, минерализация - 734-787 мгэкв. Минерализация увеличивается с севера на юг.

Коэффициент метаморфизации 2,8-3,2.

В настоящее время гидродинамический режим в пластах ТТНК - жесткий водонапорный, в залежах среднего карбона на разрабатываемых частях - растворенного газа, в турнейских залежах практически начальный, упруговодонапорный, она составляет 30-36 м.

Для разрушения водонефтяной эмульсии производится подача деэмульгатора перед сепаратором. При подготовке нефти используются следующие реагенты: СНПХ-4410, Дауфакс 50С15Д.

Физико-химическая характеристика реагентов приводится в таблице 1

Для защиты оборудования от коррозии в систему дозируется ингибитор коррозии Нефтехим-3, жидкость темно-коричневого цвета, представляющая собой смесь полиэтилен полиамина и карбоновых кислот, лег-

кого талового масла, 40 % активного вещества, применяется при содержании сероводорода до 300 мг/л, защитная способность 85-90 % , удельный расход 15 г/м<sup>3</sup>, плотность 0,98 г/ см<sup>3</sup>, температура застывания – 28 оС.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: Учебное пособие. – М.:ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006.
- 2 Колесников А.Г. Интенсификация процессов очистки продукции скважин от сероводорода и меркаптанов - Уфа, 2009
- 3 Карамышев В.Г., Костиловский В.А., Колесников А.Г. Улавливание нефти из потока пластовых вод // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. – 2008. – Вып. 2(72). – С. 7-10.
- 4 Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды – М.: «Недра», 2014.
- 5 Макаров С.С. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра техники и технологии по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Ижевск: НОУ ВПО КИГИТ, 2016 – 27 с.
- 6 Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: Учебное пособие для вузов. – 11-е изд., стереотипное. – М.: ООО «РусМедиаКонсалт», 2004
- 7 Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях. – М.: ООО «Недра – Бизнес-центр», 1999.
- 8 Правила безопасности при эксплуатации установок подготовки нефти на предприятиях нефтяной промышленности. –М: ВНИИТБ, 2013
- 9 Сорокин Я.Г. Безотходное производство в нефтеперерабатывающей промышленности. М.: Химия, 1993
- 10 Технология переработки нефти. В 2-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти/ Под ред. О.Ф.Глаголевой и В.М. Капусти-на. – М.: Химия, КолосС, 2007.
- 11 Технологический регламент на эксплуатацию УКПН «Ашит», Нефтекамск, 2014
- 12 Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: Фэн, 2000..
- 13 Трушкова, Л.В. Расчёты химии и технологии переработки нефти и газа: учебное пособие / Л.В.Трушкова. – 2-е изд., перераб.и доп.-Тюмень : ТюмГНГУ, 2006.-108 с.
- 14 Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах РД 09-364-00.
- 15 Усова Л.Н. Совершенствование технологии предварительного сброса пластовой воды на установках трубных водоотделителей, Уфа, 2014
- 16 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".- М: ЗАО НТЦ, 2016

*Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:*

<https://stuservis.ru/diplomnaya-rabota/6411>