

Каракаев Ринат Шамильевич

студент

Мустафаев Руслан Фаикович

студент

ФГБОУ ВО «Самарский государственный

технический университет»

г. Самара, Самарская область

ПРОЕКТ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ДЛЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ И СЕРОВОДОРОДНЫХ НЕФТЕЙ

***Аннотация:** в данной статье представлена научно-исследовательская разработка проекта установки схемы комплексной подготовки нефти для высоковязких и сероводородных нефтей. Работа способна внести свой вклад в решение ряда актуальных проблем: доля добычи легко извлекаемой пластовой нефти стремительно уменьшается, увеличиваются запасы высоковязких нефти, что в свою очередь требует инновационных решений для разработки и подготовки нефти.*

***Ключевые слова:** проектирование, система сбора нефти, система подготовки нефти, высоковязкая нефть, установка комплексной подготовки нефти, сепарация, стабилизация, деэмульгация, давление насыщенных паров, широкие фракции легких углеводородов.*

Технологические процессы сбора и подготовки углеводородного сырья заключаются в последовательном изменении состояния продукции нефтяной скважины и отдельных ее составляющих (нефть и газ), завершающийся получением товарной продукции. Технологический процесс после разделения продукции скважины состоит из нефтяного и газового материальных потоков.

Технология сбора и обработки нефти и газа состоит из трех последовательных этапов: 1) разделение; 2) сбор; 3) доведение нефти и газа до нормированных свойств, устанавливаемых стандартами. На третьем этапе нефтяной поток подвергается очистке от пластовой воды и минеральных солей и извлечению из него

углеводородов для стабилизации нефти, что позволяет уменьшить потери углеводородов при хранении и транспорте. На этом же этапе из газового потока извлекаются тяжелые углеводороды (отбензинивание) с целью получения товарного газа и сжиженных углеводородов. Следовательно, третий этап является завершающим этапом сбора нефти и газа. Этот этап называют подготовкой нефти или газа [1].

Заключительный этап включает в себя технологические процессы сепарации, стабилизации, обезвоживания (деэмульгации) и обессоливания нефти и механических примесей (шлама), а также осушку (от водяного пара) и очистку (от сероводорода и диоксида углерода) нефтяного газа.

Для проектирования схемы УКНП (установки комплексной подготовки нефти) за основу был использован документ Министерства нефтяной промышленности: Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов. Настоящий документ разработан Государственным институтом по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть» РД 39–0148311–605–86, Куйбышев, 1986 г.

Одной из важнейшей функцией системы сбора и подготовки нефти является доведение нефти до товарного состояния, в зависимости от требуемой группы качества подготовки нефти. Нормативные данные по качеству нефти (ГОСТ 51858–2002).

В основу проектирования УКНП были положены физико-химические свойства нефти и газа Приобского месторождения. Проект разработки системы сбора и подготовки нефти состоял из следующих последовательных технологических решений.

Проект проектирования УКНП включал в себя следующие пункты:

1. *Литературный обзор на тему: «Теоретические основы подготовки нефти на промысле» (Требование ГОСТ к качеству товарных нефтей; способы удале-*

ния агрессивных компонентов, механический примесей, процессы обессоливания и обезвоживания, сепарация и стабилизация нефтей, особенности аппаратурного оформления, достоинства и недостатки.

2. *Патентная проработка на тему: «Анализ патентных решений с целью выбора эффективных деэмульгаторов для проектируемой установки.*

3. *Физико-химические характеристики скважинной и товарной продукции.*

3.1. Физико-химические свойства нефти, газа и воды.

3.2. Физико-химические свойства товарной продукции, подготовленной к транспорту.

3.3. Перечень реагентов, используемых на установке.

4. *Проект установки подготовки нефти.*

4.1. Выбор и обоснование технологической схемы установки, применяемых реагентов и технико-технологических решений.

4.2. Принципиальная схема установки и ее описание.

5. *Расчетная часть.*

5.1. Технологический расчет блока обезвоживания нефти в условиях максимальной производительности установки и обводнённости скважинной продукции (в т.ч. назначение аппарата и исходные данные для расчета, определения времени нахождения водонефтяной эмульсии в аппарате, определение геометрических размеров аппарата, составление материального баланса).

5.2. Технологический расчет блока сепарации в условиях максимальной производительности установки и обводнённости скважинной продукции (в т.ч. назначение аппарата и исходные данные для расчета, определение состава газа после каждой ступени сепарации, определение геометрических размеров аппарата, составление материального баланса).

5.3. Определение ДНП по результатам расчета сепараторов, принятие решения о необходимости дальнейшей стабилизации нефти.

5.4. Материальный баланс УКПН.

5.5. Механический расчет отстойника.

б. Техника безопасности в системе сбора и подготовки скважинной продукции на месторождении.

В рамках данной статьи рассмотрен выбор и обоснование технологической схемы установки для Приобского месторождения и технико-технологические решения.

Для выбора количества ступеней сепарации, давления и температуры каждой ступени было рассчитано давление насыщенных паров после сепаратора, оно должно быть не более 500 мм.рт.ст, также было рассчитано остаточное количество сероводорода в нефти.

Проведем ряд расчетов блока сепарации при различных давлениях и температурах.

1) три ступени сепарации – С1 ($t= 10^{\circ}\text{C}$, $P= 0.8$ МПа), С2 ($t= 10^{\circ}\text{C}$, $P= 0.4$ МПа), С3 ($t= 10^{\circ}\text{C}$, $P= 0.2$ МПа). Получаем ДНП 1925 мм рт. ст. что не соответствует требованиям ГОСТа [1];

2) три ступени сепарации – С1 ($t= 10^{\circ}\text{C}$, $P= 0.8$ МПа), С2 ($t= 30^{\circ}\text{C}$, $P= 0.4$ МПа), С3 ($t= 40^{\circ}\text{C}$, $P= 0.2$ МПа). Результаты получились практически идентичны – ДНП 1800 мм рт. ст.;

3) три ступени сепарации – С1 ($t= 20^{\circ}\text{C}$, $P= 0.8$ МПа), С2 ($t= 60^{\circ}\text{C}$, $P= 0.4$ МПа), С3 ($t= 80^{\circ}\text{C}$, $P= 0.1$ МПа). Результаты приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

ДНП после 3 ступени сепарации для [1.1]

Компонент	Мольная конц-я, %	ДНП компонентов, мм рт. столба
Азот	7,0E-04	6,52
Со2	0,04	44,65
Метан	1,0	1435,44
Этан	2,1	313,17
Пропан	1,42	63,8
Изобутан	0,75	12,33
Бутан	3,55	26,77
Изопентан	0,45	1,84
Н-пентан	0,52	1,54
Гексан	0,46	0,07
Сероводород	0,13	19,6

Нефть	89,6	0,17
ДНП смеси	1925	

Таблица 2

ДНП после 3 ступени сепарации для [1.3]

Компонент	Мольная конц-я, %	ДНП компонентов, мм рт. столба
Азот	2,0E-05	0,3
Со2	2,7E-03	3,9
Метан	0,03	94,95
Этан	0,29	193,5
Пропан	1,95	548,4
Изобутан	0,43	53,4
Бутан	2,56	175,95
Изопентан	0,38	27,9
Н-пентан	0,45	16,65
Гексан	0,44	6,9
Сероводород	2,5E-02	24,09
Нефть	93,44	0,21
ДНП смеси	1125	

Можно сделать вывод о том, что даже в таком исполнении три ступени сепарации все равно не обеспечивает нам отделение сероводорода на выходе из 3 сепаратора менее 20 ppm и значения ДНП ниже 500 мм рт. ст. Поэтому установка будет состоять из следующих блоков:

1. Блок подачи реагентов.
2. Блок сепарации.
3. Блок отстойников.
4. Блок электродегидраторов.
5. Стабилизационная колонна.

Следовательно, было предложено обойтись двумя ступенями сепарации с температурами 10 и 30 градусов соответственно, и давлениями 0.8 и 0.3 МПа соответственно. Для обеспечения получения I группы качества товарной нефти необходимо установить стабилизационную колонну, которая точно справится с поставленной задачей.

После блока сепараторов необходимо осуществить обезвоживание и обессоливание нефти. Обезвоживание нефти следует осуществлять в отстойных аппаратах, т.к. обводненность пластовой продукции небольшая, и по прогнозам не будет увеличиваться в течение 15 лет, достаточно одной ступени. Для интенсификации процесса обезвоживания в начале технологического процесса, перед первой ступени сепарации подается реагент-деэмульгатор.

Обессоливание нефти будет осуществляться в электродегидраторах. Для проведения процесса обессоливания после отстойника перед электродегидратором должна подаваться пресная вода. Так как нефть Приобского месторождения тяжелая, вязкая и парафинистая, необходимо использовать печь или теплообменники для подогрева нефти перед блоком отстоя.

Стабилизацию нефти осуществляется после электродегидраторов ректификацией в специальных колоннах. После такой стабилизации в нефтях обычно остается не более 0.5–1.5% мас. растворенных газов [7]. Стабилизация нефти в ректификационных колоннах также позволяет получить стабильную нефть и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ). Снижение ДНП ректификацией позволяет регулировать необходимую глубину извлечения газов и легких углеводородов из нефти.

В результате проведенных расчетов была получена технологическая схема УКПН.

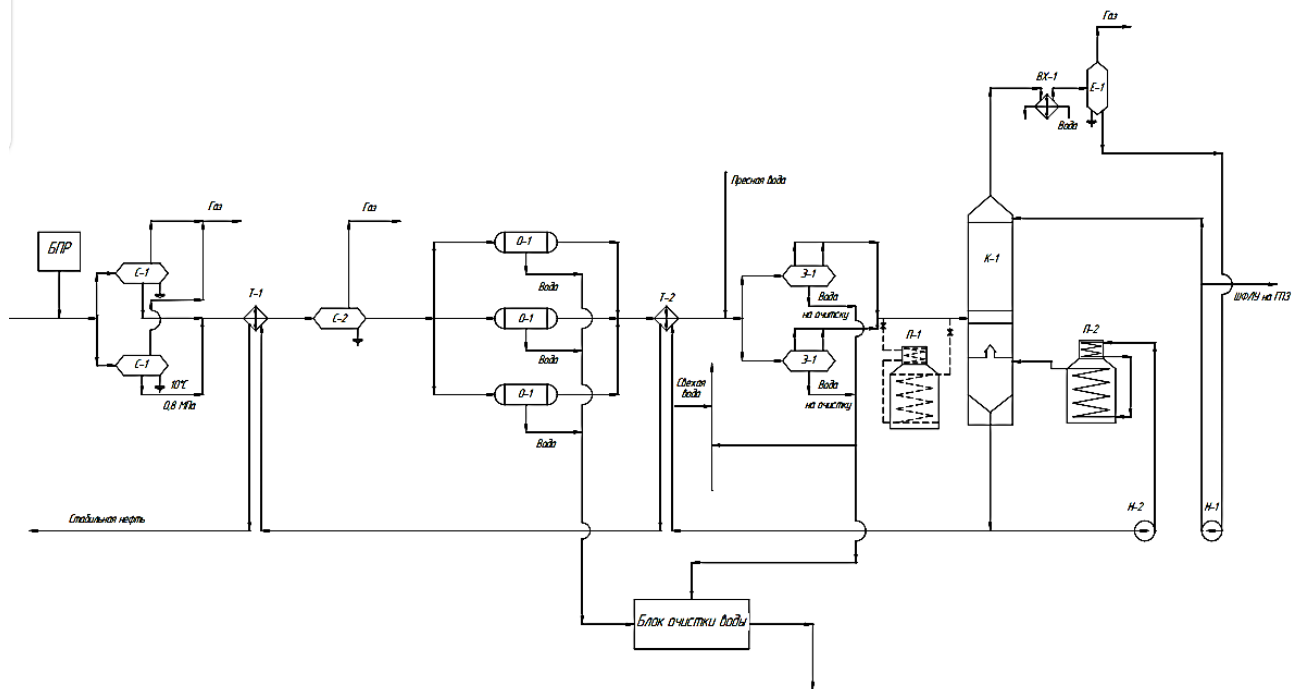


Рис. 1. Технологическая схема УКПН для физико-химических свойств нефти Приобского месторождения

Таким образом, полученная схема УКПН в результате проведенных технологических расчетов аппаратов будет обеспечивать доведение скважинной продукции с первоначальными физико-химическими характеристиками (содержание H_2S – 0,5%, динамическая вязкость 30 сП, плотность $\rho_n = 886 \text{ кг/м}^3$) до соответствия товарным требованиям ГОСТа 51858–2002 I группы качества и может отправляться в магистральный трубопровод для экспорта или НПЗ. Товарная вода отправляется на блок подготовки, либо используется для закачки ППД. Газ отправляется на ГПЗ.

Список литературы

1. ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия».
2. ГОСТ Р 51858–2003 «Нефть. Общие технические условия».
3. Байков Н.М. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н.М. Байков, Г.Н. Позднышев, Р.И. Мансуров. – М., 1981.
4. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Альянс, 2014. – 320 с.

5. Ахметов С.А. Технология и оборудование процессов переработки нефти / С.А. Ахметов, Т.П. Серников, И.Р. Кузеев, М.И. Баязитов. – СПб.: Недра, 2006. – 870 с.

6. ГОСТ Р 55415–2013. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки.

7. Теляшев Г.Р. Технология очистки сероводородной и меркаптано-содержащей нефти / Г.Р. Теляшев, М.Р. Теляшева, Г.Г. Теляшев, Ф.А. Арсланов. – Уфа: ООО Проектно-технологический институт НХП.

8. Шаталов А.М. Особенности технологии отчистки нефти от сероводорода на объектах НГДУ / А.М. Шаталов, Д.Д. Шипилов, Р.З. Сахабутдинов.

9. Каспарьянц К.С. Промысловая подготовка нефти и газа. – М.: Недра, 1973. – 210 с.