

УДК 622.692.1(476)

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

А. С. АСАДЧЕВ, Н. П. КОЛЯДА

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого»,
Республика Беларусь*

Проведен анализ действующих технологических схем подготовки нефти, газа, воды в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» с учетом оптимизации, усовершенствования процессов подготовки для улучшения качества подготовки продукции с минимальными капитальными затратами, эксплуатационными расходами.

Задачей для подготовки и транспорта нефтегазовой продукции с целью повышения эффективности технологических процессов при снижении затрат, увеличения производительности объектов является правильный подбор промышленного оборудования и типовых технологических приемов, установки предварительного сброса воды, резервуарных парков подготовки нефти и воды.

На основании анализа технологических процессов на нефтесборных пунктах установлена возможность проведения оперативного учета нефти, газа и воды, осуществления утилизации попутной воды через систему поддержания пластового давления. Проведенный анализ технологических схем подготовки нефти основного и дополнительного потоков на установке подготовки нефти показал возможность получения двух видов продукции – товарной нефти основного и дополнительного потоков, соответствующих нормативным требованиям с применением действующей техники и технологии.

Даны предложения по оптимизации сброса воды, улучшению сепарации и отделению попутного газа из нефти на Вишанском и Давыдовском нефтесборных пунктах соответственно, подготовке на последнем дополнительного объема продукции скважин и оптимизации подготовки нефти дополнительного потока на установке подготовки нефти.

Ключевые слова: сепарация, многофазная система, термодинамические параметры, стабилизация, установка подготовки нефти, товарная нефть.

ANALYSIS OF OIL AND GAS PREPARATION TECHNOLOGIES FROM OIL FIELDS OF THE REPUBLIC OF BELARUS

A. S. ASADCHEV, N. P. KOLYADA

Educational Institution “Sukhoi State Technical University of Gomel”, the Republic of Belarus

The analysis of given technological scheme of oil, gas and water preparation at RUP “Production Association Belorusneft” was implemented taking into account the optimization and upgrading the processes of preparation and for the purposes of quality improvement for production with minimum capital and running costs.

The task for preparation and transportation of oil products with the purpose of increasing of efficiency of technological processes with cost decreasing and raising object productivity is the right choice of equipment and standardized technological methods, the installment of preliminary water discharge, oil and water reservoir parks.

Based on the analysis of technological processes at oil gathering centers the possibility of conducting operational accounting of oil, gas and water and the possibility to utilize extra water mass through the system of supporting the layer pressure have been established. The analysis of technological schemes of oil

treatment of the main and additional flows at the oil treatment plant showed the possibility of obtaining two types of products – marketable oil of the main and additional flows meeting regulatory requirements with the use of existing equipment and technology.

The article gives suggestions on water discharge, the improvement of separation and detachment of associated gas from oil at “Vishanskoye” and “Davidovskoye” oil-gathering stations, the preparation at the latter of additional volume of well products and optimization treatment of additional flow oil at oil treatment unit.

Keywords: separation, multiphase system, thermodynamics parameters, stabilization, installment of oil treatment unit, marketable oil.

Введение

В настоящее время в связи с проведением реконструкции существующих нефтесборных пунктов с целью замены изношенного оборудования и увеличения производительности объектов за счет ввода новых месторождений, повышения технологичности процессов для снижения операционных затрат актуальной задачей для специалистов транспорта и подготовки нефти и газа РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» является правильный подбор промыслового оборудования, требующего большого объема капитальных вложений – нефтегазосборных коллекторов системы транспорта, установки предварительного сброса воды, резервуарных парков подготовки нефти и воды. Алгоритм подбора оборудования строится на составлении технологической схемы, разработке проекта, построении и решении математических моделей, описывающих фазовое поведение многофазных потоков, экономической оценки проекта.

Продукция скважин нефтяных и газовых месторождений представляет собой многофазную систему. Из нефтяных скважин добываются не «чистые товарные продукты» (нефть и попутный нефтяной газ), а их смесь, в которой также присутствует пластовая вода (как правило, в виде эмульсии) и твердые механические примеси (частицы горной породы, цемента, продукты коррозии металла). По мере продвижения многофазных потоков в системе транспорта и подготовки изменяются термодинамические параметры (давление, температура, удельный объем), что приводит к изменению физико-химических свойств компонентов системы (вязкость, плотность, компонентный состав и т. д.) и усложнению процесса построения математических моделей [1], [2].

Для разработки точных моделей транспорта и подготовки необходимо знание основных законов фазового поведения нефти и газа, гидравлики жидкостей и газов, наличие базы данных о физико-химических свойствах пластовой и дегазированной нефти, попутного нефтяного газа и воды. Учитывая сложность построения моделей, процесс разработки и расчета автоматизируется путем использования программных комплексов PipeSime, NYSIS, ГазКондНефть.

Целью работы является анализ технологий подготовки нефти и газа нефтяных месторождений, методов оптимизации и усовершенствования процессов подготовки нефти для снижения капитальных затрат, эксплуатационных расходов, увеличения производительности объектов, получения двух видов продукции – товарной нефти основного и дополнительного потоков.

В данной работе описаны принятые технологические схемы подготовки нефти, газа и воды, применяемые в НГДУ «Речицанефть», даны рекомендации по оптимизации сброса воды, улучшению сепарации и отделения из нефти попутного газа с целью получения качественной продукции при минимальных материальных затратах.

Основная часть

Магистральные трубопроводы ОАО «Гомельтранснефть Дружба» не предназначены для транспортировки сырой нефти, поступающей со скважин на нефтесборные пункты. Продуктом потребления ОАО «Гомельтранснефть Дружба» является товарная нефть, подготовленная в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов. Поэтому перед подачей нефти в магистральный трубопровод ее подвергают сепарации и обезвоживанию на нефтесборных пунктах (НСП), окончательное доведение показателей качества до товарных значений производится на установке подготовки нефти.

Промысловая подготовка нефти на НСП включает в себя:

- 1) дегазацию нефти в двух- или трехфазных сепараторах. От количества ступеней сепарации зависят объемы выделившейся газообразной фазы и жидкости. Как правило, последняя ступень осуществляется при давлении 0,15–0,2 (изб.) МПа;
- 2) отделение от нефти основного объема попутной воды в трехфазных сепараторах методом гравитационного разделения с применением химического и термохимического воздействия. Регламентируемое остаточное содержание воды на выходе НСП не должно превышать 5 %.

Подготовка товарной нефти на установке подготовки нефти (УПН) состоит из:

- 1) окончательной дегазации нефти в двухфазных сепараторах при давлении 0,015–0,03 (изб.) МПа;
- 2) окончательного обезвоживания нефти до остаточного содержания воды не более 0,5 % методом гравитационного разделения с применением термохимического и электрохимического воздействия;
- 3) обессоливания нефти путем промывки пресной водой до остаточного содержания хлористых солей не более 100 мг/дм³;
- 4) стабилизации нефти с целью снижения давления насыщенных паров до уровня 66,7 кПа. Технологический процесс осуществляется отдувкой отбензиненным газом с извлечением при этом из нефти легких углеводородов.

Применяемые технологические схемы промысловой подготовки нефти и газа в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» являются типовыми и предусматривают совмещение технологических процессов сепарации и отделения воды, унификацию оборудования и аппаратуры, комплексную телемеханизацию и автоматизацию, что обеспечивает подготовку нефти в соответствии с требованиями нормативных документов при минимальных операционных затратах.

Общая схема транспорта нефти и газа месторождений НГДУ «Речицанефть», представленная на рис. 1, объединяет основные элементы технологии: НСП (нефтесборные пункты) «Виша», «Давыдовка», ЦППС (центральная площадка промысловых сооружений) «Осташковичи», УПН, ОАО «Гомельтранснефть Дружба» («ГТН Дружба»), БППЗ (Белорусский газоперерабатывающий завод).

Нефтесборный пункт «Виша» (далее – НСП «Виша») предназначен для оперативного сбора и учета добываемой продукции Вишанского, Ново-Давыдовского и Мармовичского нефтяных месторождений, отделения основного объема попутнодобываемой воды с целью снижения объемов перекачиваемой жидкости по нефтепроводу на НСП «Виша» – ЦППС «Осташковичи», отделения попутного нефтяного газа с целью обеспечения транспортировки жидкости с помощью центробежных насосов.

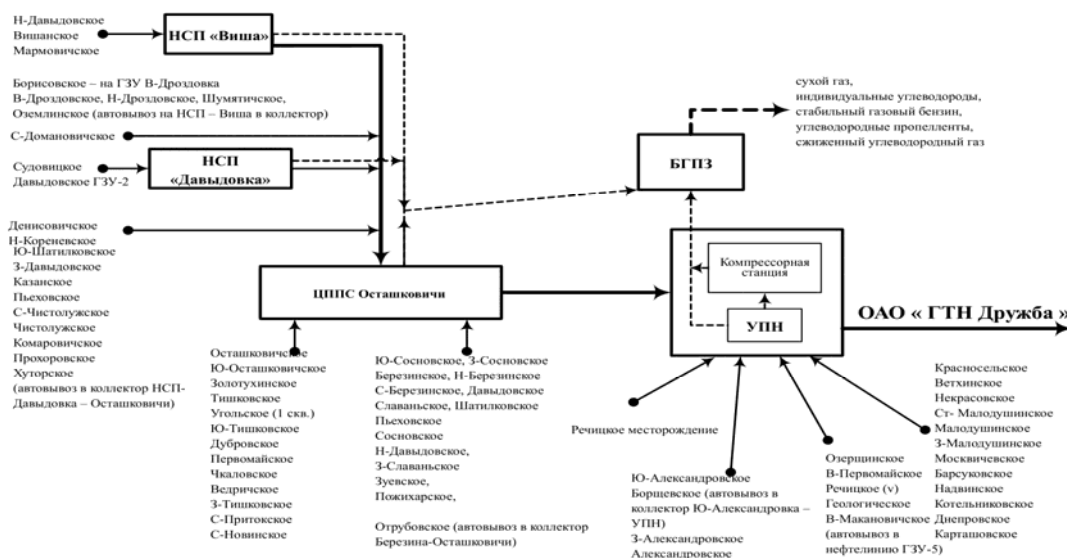


Рис. 1. Общая схема транспорта и подготовки нефти и газа месторождений НГДУ «Речицанефть»

Технологический процесс подготовки нефти и газа на НСП «Виша» представлен технологической схемой (рис. 2) и заключается в следующем [3]:

– нефтегазовая смесь Вишанского, Мармовичского и Ново-Давыдовского нефтяных месторождений поступает на НСП «Виша» по двум отдельным коллекторам;

– технологическая схема предусматривает параллельную сепарацию нефти без сброса воды в аппаратах БЕ-1 V-50 м³ и Б-4 V-42 м³ при давлении 0,58–0,8 МПа (изб.). Попутный газ через регулирующий клапан поступает в буллит осушки газа БО-4 V-50 м³ и далее в газопровод НСП «Виша» – ЦППС «Осташковичи»;

– после сепарации в БЕ-1 и Б-4 нефть поступает в отстойник воды БЕ-2 V-200 м³. Проходя через водяную подушку, нефть обезвоживается и поступает в горизонтальный трехфазный сепаратор БЕ-3 V-200 м³;

– процесс отделения попутно-добываемой воды осуществляется методом гравитационного разделения, при температуре окружающей среды, без подогрева. Для разрушения эмульсии и отделения воды производится дозирование деэмульгатора марки «Реапон ИК-2»;

– в сепараторе БЕ-3 происходит сепарация нефти при рабочем давлении до 0,35–0,40 МПа (изб.) и окончательное отделение пластовой воды, которая после учета сбрасывается в парк очистных сооружений. Попутный газ через регулирующий клапан поступает в буллит осушки газа БО-4 и далее в газопровод НСП «Виша» – ЦППС «Осташковичи»;

– нефть из БЕ-3 поступает на прием дожимных насосов: шурфы № 1–3, оборудованные насосами ЭЦНАКИ 5А-320-348, ЭЦНАКИ 5А-500-300, ЭЦНАКИ 5-200-378; наземные насосы марки ЦНС 60/330;

– на период выхода НСП «Виша» из штатной ситуации (ликвидации порыва на нефтепроводе, отсутствие электроэнергии, неисправности насосов), технологической схемой предусмотрено поступление нефти из БЕ-3 через концевые сепараторы БЕ-5, БЕ-6 в РВС № 3, 4 V-2000 м³.

Одним из недостатков существующей схемы подготовки является снижение эффективности процесса отделения воды в зимний период – при регламентируемом значении остаточного содержания воды в нефти на выходе НСП «Виша» не более 5 % влажность нефти повышается до 20 % (в летний период остаточное содержание воды в нефти составляет 0–1 %).

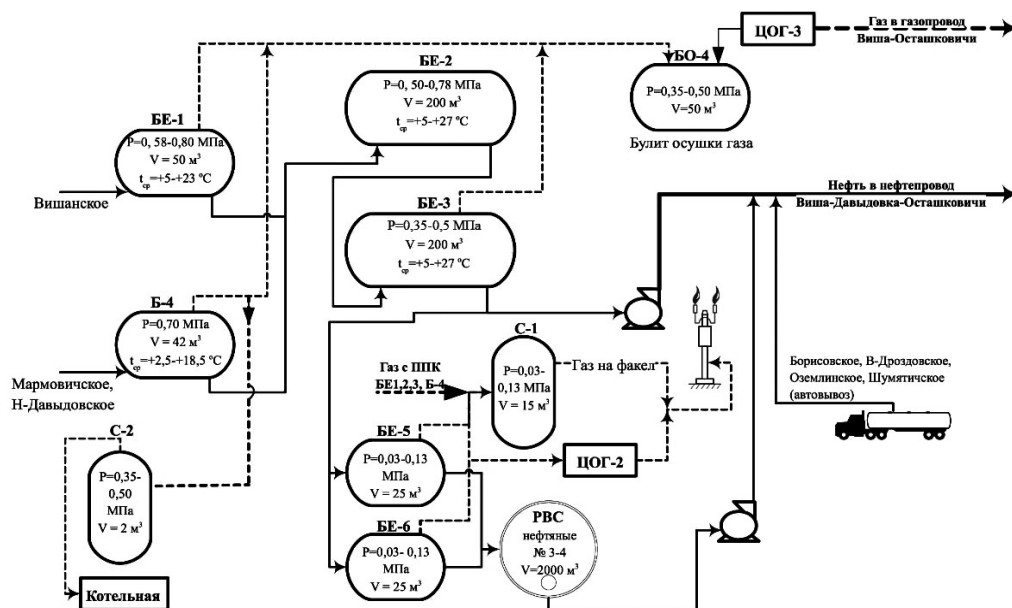


Рис. 2. Технологическая схема транспорта и подготовки нефти и газа на НСП «Виша»

Для оптимизации процесса предварительного сброса воды на НСП «Виша» в зимний период времени целесообразно рассмотреть вариант модернизации технологической схемы путем перевода потоков БЕ-1 и БЕ-4 из сепараторов малого объема в сепараторы большого объема БЕ-2 ($V = 200$ м³) и БЕ-3 ($V = 200$ м³) с организацией сброса воды (рис. 3).

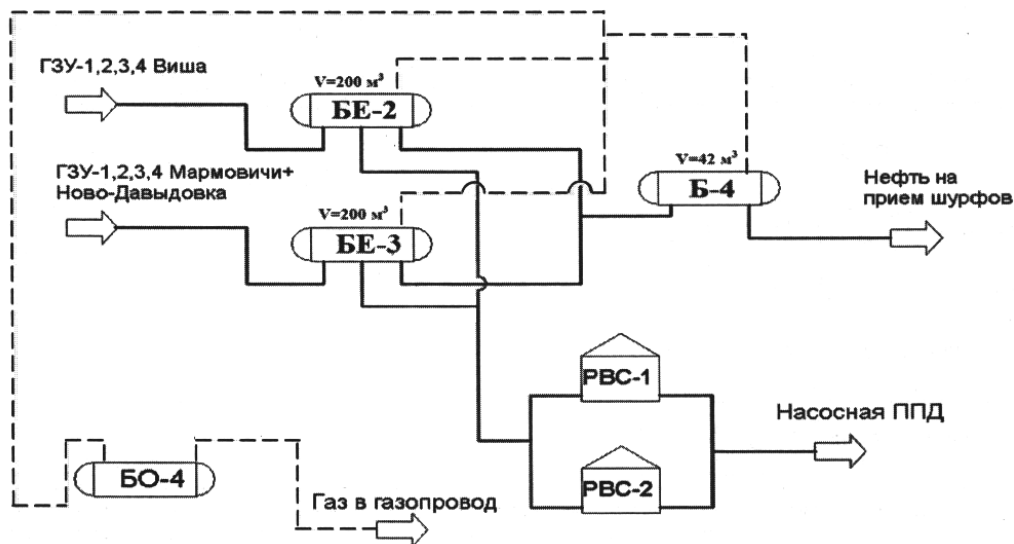


Рис. 3. Предлагаемая технологическая схема промышленной подготовки продукции на НСП «Виша»

Нефтеборный пункт «Давыдовка» (далее – НСП «Давыдовка») предназначен для сбора и учета продукции Судовицкого нефтяного месторождения и отдельных скважин Давыдовского месторождения, отделения основного объема попутно-добываемой воды и использования безводной нефти для технологических обработок добывающих скважин.

Технологический процесс подготовки нефти и газа на НСП «Давыдовка» представлен технологической схемой (рис. 4) и заключается в следующем [4]:

- нефтегазоводяная смесь Судовицкого и ГЗУ-2 Давыдовского нефтяных месторождений поступает на НСП «Давыдовка» по двум отдельным коллекторам;
- технологическая схема предусматривает двухступенчатую сепарацию нефти без сброса воды в аппарате E-1 V-50 м³ при давлении 0,3–0,4 МПа (изб.) и E-2 V-100 м³ при давлении 0,07–0,15 МПа (изб.);
- дегазированная обводненная нефть (содержание воды 45–50 %) через сетчатый фильтр, массовый расходомер, регулирующий клапан поступает в резервуар вертикальный стальной (РВС) № 2;
- отделение попутно-добываемой воды осуществляется в РВС № 2 методом гравитационного разделения, при температуре окружающей среды, без подогрева. Для разрушения эмульсии и отделения воды от нефти в РВС № 2 на территории НСП производится постоянное дозирование деэмульгатора марки «Реапон ИК-2». Отделившаяся вода для подготовки далее сбрасывается в РВС № 1;
- попутный нефтяной газ первой степени под собственным давлением поступает в газопровод НСП «Виша» – ЦППС «Осташковичи»;
- попутный нефтяной газ второй степени сепарации проходит буллит осушки газа E-4 и направляется на прием компрессора для подачи в газопровод НСП «Виша» – ЦППС «Осташковичи».

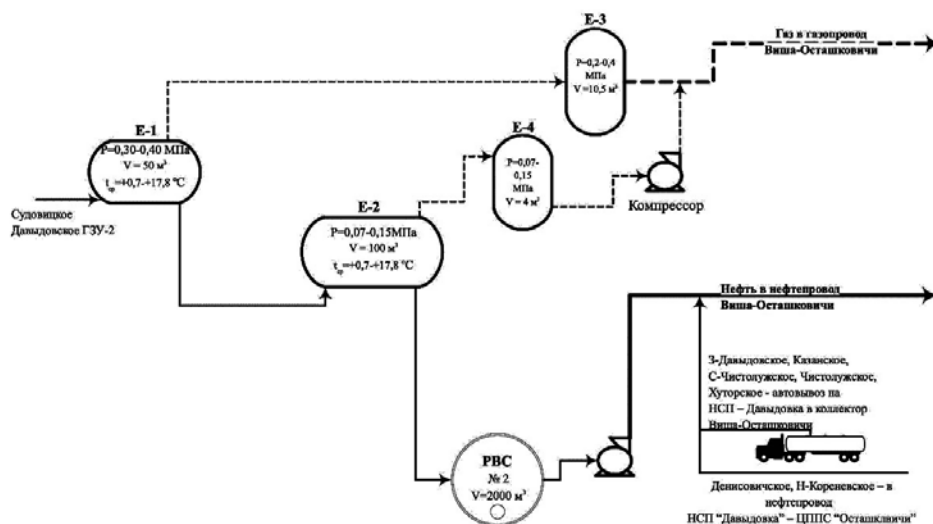


Рис. 4. Технологическая схема транспорта и подготовки нефти и газа НСП «Давыдовка»

Основным недостатком в работе существующей схемы подготовки НСП «Давыдовка» является отсутствие конечной ступени сепарации (в настоящее время конечная сепарационная установка (КСУ) выведена из работы), что не позволяет увеличить загрузку НСП: исходя из кубатуры нефтегазовых сепараторов E-1, E-2 производительность НСП по жидкости может составлять 500 м³/ч при существующей загрузке 140 м³/ч. В частности, можно рекомендовать вывод на НСП «Давыдовка» продукции скважин ГЗУ-3 «Давыдовка» для снижения давления в выкидных нефтелиниях скважин. Это позволит решить проблему с гидратообразованием при эксплуатации системы сбора в зимний период времени (рис. 5). Но при отсутствии КСУ увеличение расхода жидкости приведет к повышению давления сепарации в E-2 (рис. 4) и росту концентрации растворенного в нефти газа (существующие концентрации растворенного газа составляют 5,8–8,5 м³/м³), что может спровоцировать рост давления в РВС № 2 и его разгерметизацию.

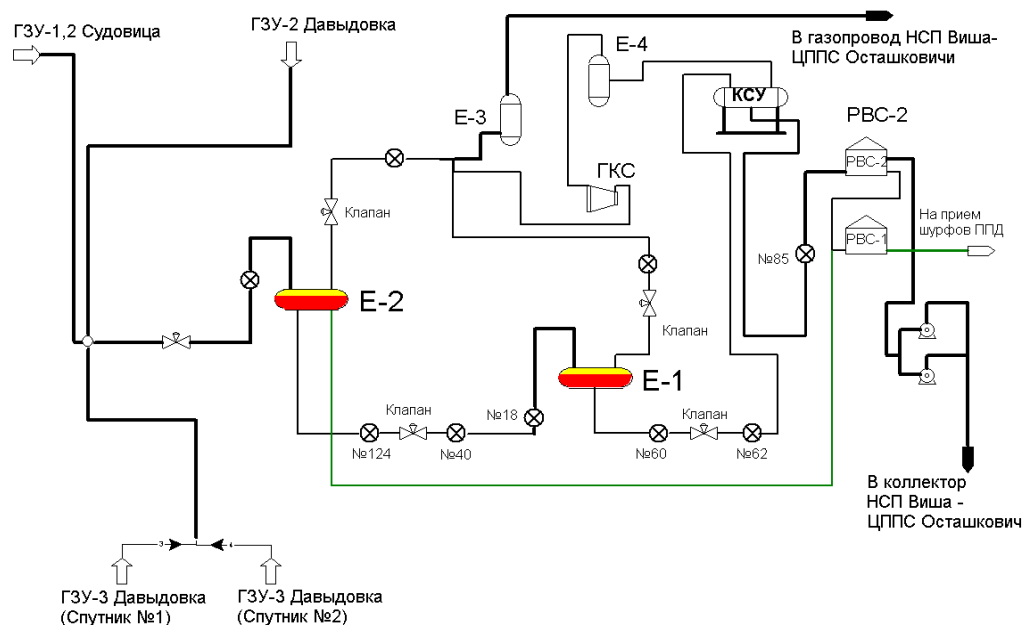


Рис. 5. Технологическая схема транспорта и подготовки нефти и газа НСП «Давыдовка» с применением КСУ

Снижению давления в системе также будет способствовать организация сброса воды из сепаратора Е-2. Для оценки эффективности данных предложений необходимо выполнить расчеты и оценить, какие давления в системе нефтегазосбора (на ГЗУ-3 «Давыдовка») могут быть при совместной подготовке продукции Судовицкого и Давыдовского месторождений, при условии ввода в эксплуатацию КСУ с давлением сепарации 0,05–0,07 МПа (изб.) и модернизации сепаратора Е-2 для сброса воды на первой ступени.

Центральная площадка промысловых сооружений «Осташковичи» предназначена для сбора и оперативного учета добываемой продукции, отделения основного объема попутно-добываемой воды с целью снижения объемов перекачиваемой жидкости по нефтепроводу ЦППС «Осташковичи» – УПН, отделения попутного нефтяного газа, с целью обеспечения транспортировки жидкости с помощью центробежных насосов.

Технологический процесс подготовки нефти и газа на ЦППС «Осташковичи» представлен технологической схемой (рис. 6) и заключается в следующем [5]:

- первая ступень сепарации продукции ЦДНГ-2 осуществляется в трехфазных сепараторах Е-2–Е-5 при давлении 0,5–0,6 МПа (изб.) с одновременным сбросом выделившейся воды. Отделившийся попутный нефтяной газ направляется в буллит осушки газа БЕ-4 и далее под собственным давлением в газопровод ЦППС «Осташковичи» – БГПЗ. Попутная вода для подготовки направляется в парк очистных сооружений. Для разрушения эмульсии на ряде групповых замерных установок (ГЗУ) дозируется деэмульгатор «ДенМастер 3010» марки «А»;

- первая ступень сепарации продукции ЦДНГ-3 осуществляется в трехфазных сепараторах Е-12–Е-15 при давлении 0,45–0,60 МПа (изб.) с одновременным сбросом выделившейся воды. Отделившийся попутный нефтяной газ направляется в буллит осушки газа БЕ-4 и далее под собственным давлением в газопровод ЦППС «Осташковичи» – БГПЗ. Попутная вода для подготовки направляется в парк очистных сооружений. Для разрушения эмульсии и сброса попутной воды на территории ЦППС дозируется деэмульгатор «ДенМастер 3010» марки «А»;

– после первой ступени сепарации газа и сброса воды нефть ЦДНГ-2 поступает на вторую ступень сепарации в трехфазный сепаратор БЕ-2; нефть ЦДНГ-3 в трехфазный сепаратор БЕ-1 (давление сепарации 0,25–0,35 МПа). Отделившийся попутный нефтяной газ из БЕ-1, БЕ-2 направляется в буллит осушки газа БЕ-4 и далее под собственным давлением по газопроводу транспортируется на БГПЗ. Выделившаяся вода направляется в парк очистных сооружений;

– после второй ступени сепарации газа и сброса воды нефть поступает на третью ступень сепарации в трехфазный сепаратор БЕ-3 (давление сепарации 0,25–0,35 МПа). Отделившийся попутный нефтяной газ направляется в буллит осушки газа БЕ-4 и далее под собственным давлением в газопровод ЦППС «Осташковичи» – БГПЗ. Выделившаяся вода направляется в парк очистных сооружений;

– после третьей ступени сепарации обезвоженная нефть (остаточное содержание воды 0–1 %) насосами нефтяной насосной станции марки ЦНС 180/255 № 1, НПС 200/500 № 2, 3 по нефтепроводу транспортируется на площадку сепарации УПН;

– технологической схемой предусмотрены нагрев сырьевого потока перед входом в БЕ-2 в одном спиральном теплообменнике 1Н-Л-2 № 1 до температуры 32–42 °С, что обеспечивает остаточное содержание воды в нефти на выходе БЕ-2 в течение года на уровне 0–1 %, и нагрев сырьевого потока перед входом БЕ-1 в трех спиральных теплообменниках 1Н-Л-2 № 2–4 до температуры 36–54 °С, что обеспечивает остаточное содержание воды в нефти на выходе БЕ-1 в течение года на уровне 0–1 %.

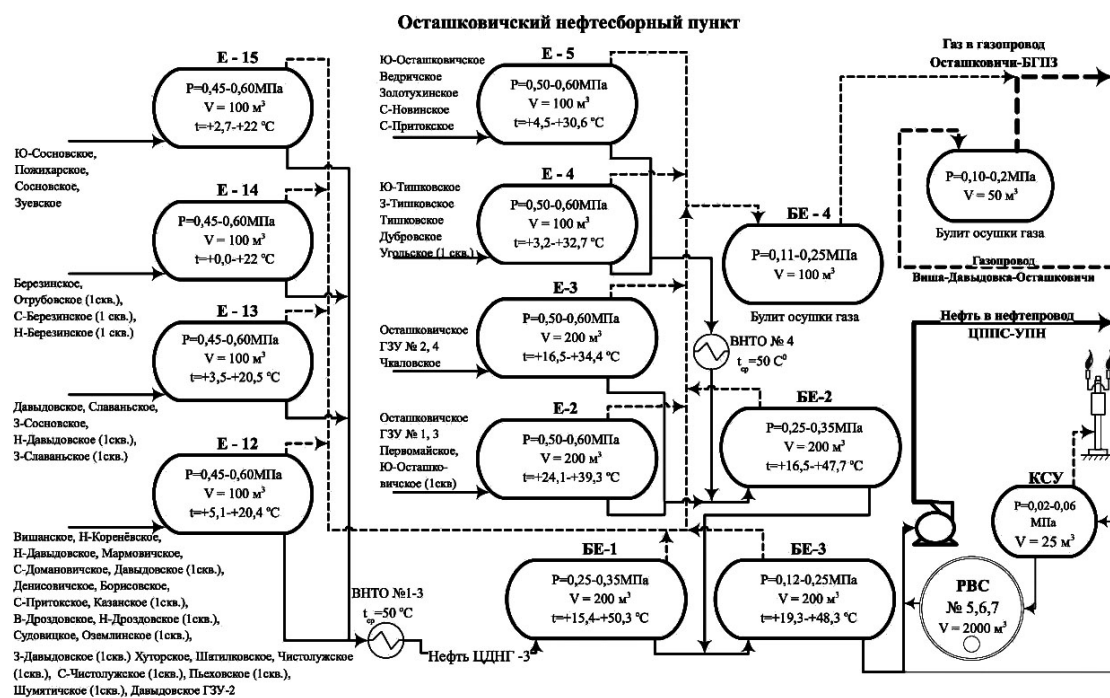


Рис. 6. Технологическая схема транспорта и подготовки нефти и газа на ЦППС «Осташковичи»

Анализ процесса подготовки нефти и газа на ЦППС «Осташковичи» показал, что существующая технологическая схема решает задачи промышленной подготовки нефти: остаточное содержание воды в нефти находится на уровне 0–1 %, остаточное газосодержание нефти на уровне 5–8 м³/м³. Внесение изменений в технологию подготовки нефти на ЦППС «Осташковичи» в настоящее время не требуется.

Установка подготовки нефти в составе НГДУ «Речицанефть» предназначена для получения товарной нефти, соответствующей требованиям ГОСТ 31378–2009 «Нефть. Общие технические условия».

Установка подготовки нефти НГДУ «Речицанефть» спроектирована на одновременную подготовку двух параллельных потоков нефти: дополнительного (особо легкая нефть типа 1 с плотностью 790,0–830,0 кг/м³) и основного (легкая, средняя типа 1, 2 с плотностью 834,0–870,0 кг/м³).

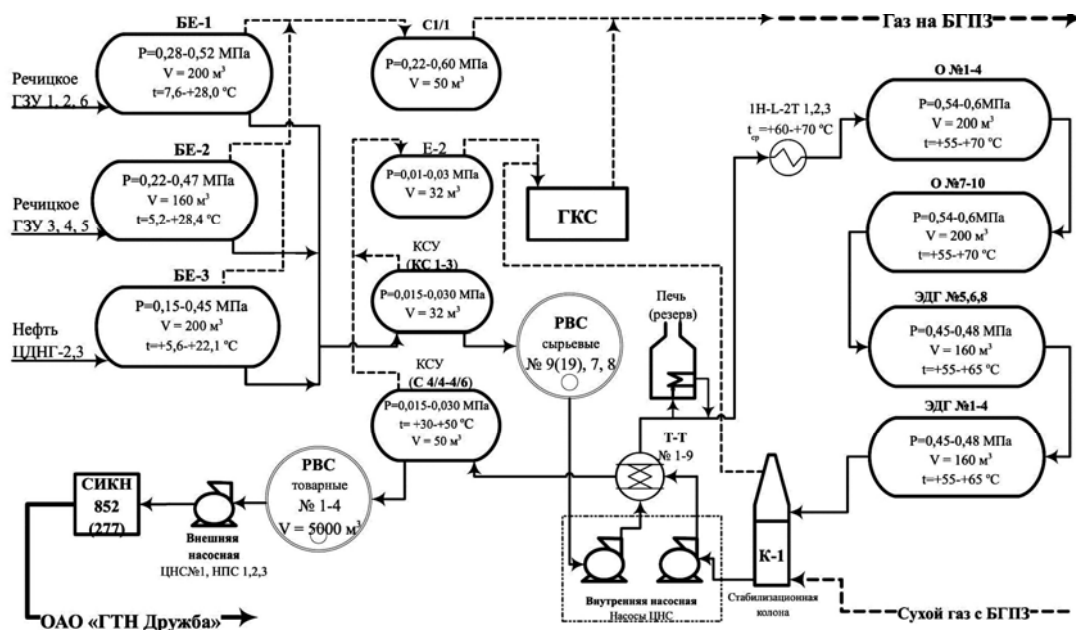


Рис. 7. Технологическая схема транспорта и подготовки нефти и газа основного потока

Технологический процесс подготовки нефти и газа основного потока представлен технологической схемой (рис. 7) и заключается в следующем:

– первая ступень сепарации осуществляется в трехфазных сепараторах БЕ-1, БЕ-2, при давлении 0,45–0,60 МПа (изб.) со сбросом попутной воды. Для разрушения эмульсии перед поступлением в аппараты на ГЗУ дозируется деэмульгатор «Реапон ИК-2». Отделившийся попутный нефтяной газ направляется в буллит осушки газа С1/1 и далее под собственным давлением в газопровод «Речица–БГПЗ». Выделившаяся вода для подготовки поступает в парк очистных сооружений;

– после первой ступени сепарации и сброса воды нефть сырьевых потоков БЕ-1, БЕ-2 совместно с нефтью сырьевого потока БЕ-3 (ЦППС «Осташковичи») направляется на концевую ступень сепарации, где давление в аппарате составляет 0,015–0,030 МПа (изб.). Отделившийся газ низкого давления поступает в буллит осушки Е-2, далее на прием газокomppressorной станции, дожимается и совместно с газом из С1/1 по газопроводу транспортируется на БГПЗ;

– дегазированная нефть направляется в сырьевые резервуары, дополнительно обезвоживается (предусмотрен нагрев эмульсии в РВС путем подачи пресной горячей воды после отстойников и электродегидраторов) и насосами прокачивается через теплообменники типа «труба в трубе» (предварительный нагрев до температуры 30–35 °С), спиральные теплообменники (окончательный нагрев до температуры 50–70 °С) на вход отстойников и электродегидраторов (ЭДГ);

– перед поступлением в горизонтальные отстойники нефть для удаления хлористых солей промывается горячей пресной водой с использованием диспергаторов потока;

– в горизонтальных отстойниках и ЭДГ нефть окончательно обезвоживается до остаточного содержания воды не более 0,5 %, обессоливается. Процесс отделения воды в отстойниках и ЭДГ является термохимическим, напряжение в ЭДГ подается не постоянно, а только в моменты превышения содержания хлористых солей в нефти;

– подготовленная нефть проходит стадию стабилизации и поступает в товарные резервуары УПН, откуда раскачивается в магистральный нефтепровод ОАО «Гомельтранснефть Дружба».

Анализ подготовки основного потока на УПН показал, что существующая технологическая схема обеспечивает подготовку нефти до товарных значений. Модернизация технологической схемы на данном этапе не требуется.

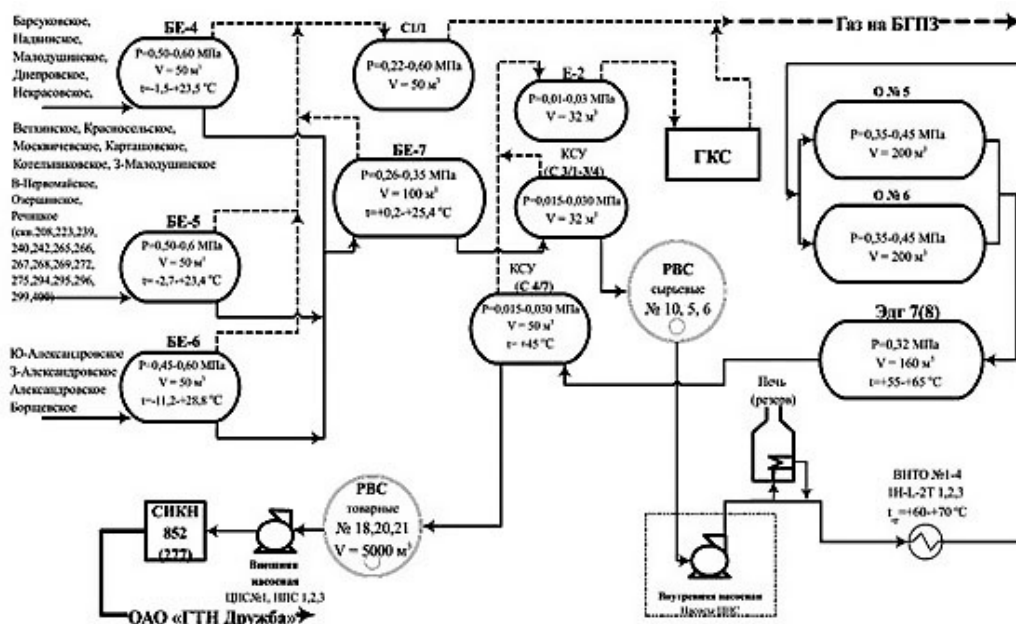


Рис. 8. Технологическая схема транспорта и подготовки нефти и газа дополнительного потока

Технологический процесс подготовки нефти и газа дополнительного потока представлен технологической схемой (рис. 8) и заключается в следующем:

– первая ступень сепарации продукции месторождений с особо легкой нефтью осуществляется в двухфазных сепараторах БЕ-4–БЕ-6 без сброса попутной воды при давлении 0,45–0,60 МПа (изб.). Отделившийся попутный нефтяной газ направляется в буллит осушки газа С1/1 и далее под собственным давлением поступает по газопроводу на БГПЗ;

– после первой ступени сепарации нефть общим потоком направляется на вторую ступень в двухфазный сепаратор БЕ-7. Отделившийся попутный нефтяной газ поступает в буллит осушки газа С1/1 и далее в газопровод на БГПЗ;

– после второй ступени легкая нефть поступает на концевую ступень сепарации, где газ сепарируется при давлении 0,015–0,03 МПа (изб.);

– дегазированная нефть направляется в сырьевые резервуары, где дополнительно обезвоживается (предусмотрен нагрев эмульсии в РВС путем подачи пресной горячей воды после отстойников и электродегидраторов), далее насосами прокачивается через теплообменники типа «труба в трубе» (предварительный нагрев до температуры 30–35 °С), спиральные теплообменники (окончательный нагрев до температуры 50–70 °С) на вход отстойников и ЭДГ;

– перед поступлением в горизонтальные отстойники нефть для удаления хлористых солей промывается горячей пресной водой с использованием диспергаторов потока;

– в горизонтальных отстойниках и ЭДГ нефть окончательно обезвоживается до остаточного содержания воды не более 0,5 %. Процесс отделения воды в отстойниках является термохимическим, в ЭДГ процесс осуществляется при работающем электрическом поле;

– подготовленная нефть проходит стадию стабилизации и поступает в товарные резервуары УПН, откуда периодически откачивается в магистральный нефтепровод ОАО «Гомельтранснефть Дружба».

Основным недостатком в работе системы подготовки нефти дополнительного потока является неэффективность сепарации газа на первой ступени. Конструкция сепараторов БЕ-4–БЕ-6 предусматривает совместный вход газа, выделившегося в коллекторе и попутной жидкости (эмульсии) через нижний штуцер в сепараторе. При залповом поступлении жидкости, а из-за высокого газового фактора коллекторы работают в пульсирующем режиме, эффективность сепарации снижается, свободный газ вместе с нефтью поступает на прием массового расходомера, искажая показания учета. Для оптимизации процесса сепарации целесообразно рассмотреть перенаправление потока свободно выделившегося в трубопроводах системы нефтегазосбора газа, путем установки перед сепараторами БЕ-4–БЕ-6 устройств предварительного отбора газа, а также перевод продукции скважин Красносельского месторождения (высокий газовый фактор нефти) из сепаратора V-50 м³ в сепаратор V-100 м³ (например, БЕ-7) с целью более полного и эффективного процесса газоотделения. Данные рекомендации требуют проведения моделирования технологических процессов и выполнения технологических расчетов для оценки экономической составляющей.

Заключение

Технологические схемы подготовки нефти и газа на нефтесборных пунктах НГДУ «Речицанефть» РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» являются типовыми и предусматривают совмещение технологических процессов сепарации и отделения воды, унификацию оборудования и аппаратуры, комплексную телемеханизацию и автоматизацию.

Анализ принятых технологических процессов на НСП «Виша», НСП «Давыдовка», ЦППС «Осташковичи» показал, что применяемые техника и технологии позволяют в штатном режиме проводить промысловую подготовку добываемой продукции, оперативный учет нефти, газа и воды, осуществлять утилизацию основного объема попутной воды через систему поддержания пластового давления.

Анализ принятых технологических схем подготовки нефти основного и дополнительного потоков на УПН показал, что применяемые техника и технологии позволяют получать два вида продукции – товарную нефть основного и дополнительного потоков, соответствующих требованиям ГОСТ 31378–2009 «Нефть. Общие технические условия».

Для повышения эффективности процессов отделения попутной воды и сепарации нефтяного газа даны рекомендации по оптимизации технологических процессов: сброса воды на НСП «Виша»; концевой сепарации нефти на НСП «Давыдовка»; сепарации особо легкой нефти на УПН. Реализация данных предложений возможна после проведения программного моделирования технологических процессов и выполнения соответствующих инженерных расчетов. Рекомендации предоставлены в БелНИПИнефть.

Литература

1. Каспарянц, К. С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа / К. С. Каспарянц, В. И. Кузин, Л. Г. Григорян. – М. : Недра, 1977. – 254 с.
2. Маринин, Н. С. Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системах сбора / Н. С. Маринин, Ю. Н. Саватеев. – М. : Недра, 1982. – 172 с.
3. Технологический регламент НСП «Виша» / НГДУ «Речицанефть», РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». – Гомель, 2020. – 30 с.
4. Технологический регламент НСП «Давыдовка» / НГДУ «Речицанефть», РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». – Гомель, 2015. – 21 с.
5. Технологический регламент ЦППС «Осташковичи» / НГДУ «Речицанефть», РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». – Гомель, 2017. – 36 с.
6. Технологический регламент УПН / НГДУ «Речицанефть», РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». – Гомель, 2018. – 83 с.

Получено 26.08.2020 г.