

На правах рукописи

ЖОЛУМБАЕВ МАРАТ ТУЛКИБАЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ
ДЛЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ
АНОМАЛЬНО ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ**

Специальность 05.02.13 – «Машины, агрегаты и процессы»

(Нефтегазовая отрасль)

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Уфа-2004

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

Научный руководитель доктор технических наук, доцент

Бакиев Тагир Ахметович.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор,
Султанов Байрак Закиевич;
кандидат физико-математических наук,
Хазиев Нагим Нуриевич.

Ведущая организация Государственное унитарное предприятие
«Научно-исследовательский институт
по повышению нефтеотдачи пластов» АН РБ.

Защита состоится «19» ноября 2004 года в 15-30 на заседании диссертационного совета Д 212.289.05 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан «15» октября 2004 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Ибрагимов И.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Добыча нефти в Республике Казахстан в 2003 году составила 45,3 миллионов тонн. Из года в год растут объемы добычи углеводородного сырья. Вводятся в эксплуатацию нефтяные промыслы с высоковязкой и неньютоновской нефтью. К числу таких относится месторождение Сазанкурак.

Месторождение Сазанкурак расположено на территории Атырауской области Республики Казахстан, в 150 км западнее областного центра г. Атырау.

Доразведка месторождения, создание фонда эксплуатационных скважин и работы по обустройству начаты в 1999 году.

Пробная эксплуатация нефтяных скважин показала, что нефти юрского и мелового горизонтов месторождения являются аномально высоковязкими, с содержанием смол и асфальтенов до 20%.

Опыта промысловой подготовки нефтей с характеристиками по вязкости 560 мПа·с (спз) при 20°C и плотностью 0,912 г/см³ на месторождениях Эмбы в Казахстане не было.

Реализация сырой неподготовленной нефти на Атырауский нефтеперерабатывающий завод по низким ценам не обеспечивала рентабельность производства.

Повышение показателей качества подготавливаемой нефти до товарной кондиции, рациональное использование сырьевых и топливно-энергетических ресурсов связано с применением прогрессивных технологических процессов, аппаратуры и оборудования с высокой функциональной эффективностью.

Поэтому комплексные исследования физико-механических свойств эмульсий, нефтей и пластовых вод, разработка и научно обоснованный выбор технологического оборудования с целью создания функциональной блок-схемы установки подготовки нефти месторождения Сазанкурак приобрели особую актуальность.

Диссертационная работа выполнялась в соответствии с государственными научно-техническими программами РБ на 2002-2004 годы «Машиноведение, конструкционные материалы и технологии», «Нефтегазовый комплекс Башкортостана».

Цель работы. Промысловая подготовка аномально высоковязкой нефти до высшей группы качества путем научно обоснованного оснащения оборудованием технологической схемы и усовершенствования конструктивных элементов основных аппаратов.

Задачи исследований

1. Исследование физико-химических свойств нефти и определение ее сепарационных свойств.
2. Анализ существующего состояния технологии и техники промышленной подготовки нефти.
3. Расчетно-конструкторские работы по модернизации отстойной аппаратуры установки подготовки нефти.
4. Разработка новой функциональной блок-схемы установки подготовки нефти.

Научная новизна

1. Осуществлен синтез оборудования и аппаратуры, взаимное расположение которых позволяет реализовать на них технологически связанные между собой процессы промышленной подготовки нефти, имеющей аномально высоковязкие свойства.
2. Используя результаты моделирования процессов гравитационного отстаивания выполнены конструктивные изменения внутренней начинки напорного горизонтального отстойника нефти путем снабжения его входным устройством и выходными распределительными коллекторами, обеспечивающими эффективное использование объема аппарата за счет выравнивания эпюры скоростей по сечению и длине емкости.
3. Базируясь на теоретические положения использования энергии свободной затопленной струи, выполнен расчет размерных параметров входного торцевого отражателя отстойника нефти, имеющего форму сферического сегмента.
4. Определены размерные параметры коалесцирующего устройства перед отстойником нефти, интенсифицирующего процесс водоотделения путем гидродинамического воздействия на эмульсию с помощью регулярной прово-

лочной насадки, подтвержденное расчетами для описания коагуляции дисперсных систем.

Практическая ценность

Внедрение выполненных научно-технических и технологических разработок на месторождении Сазанкурак позволили вывести установку подготовки нефти на стабильный режим работы. Определены эксплуатационные параметры основного оборудования по давлению, температуре, времени протекания процесса, составлены материальный и тепловой балансы в зависимости от физико-химических и сепарационных свойств эмульсий, нефтей и пластовых вод. Конструктивные изменения отстойника нефти и усовершенствование ряда технологических процессов позволили получать качественную товарную нефть с параметрами, превышающими экспортные требования. При исходной обводненности нефти 70% и концентрации солей до 162000 мг/л содержание воды в подготовленной нефти снижено до 0,3-0,5%, а хлористых солей – до 25-40 мг/л.

Применение российских технологий и оборудования позволили снизить эксплуатационные затраты и совместить российское и западное оборудование и технологии.

Апробация работы

Результаты научных исследований докладывались:

- на II научно-технической конференции «Новые разработки в химическом и нефтяном машиностроении» (Уфа, 2002 г.);
- на IV конгрессе нефтегазопромышленников России (Уфа, 2003 г.);
- на научно-практической конференции «Новое оборудование для нефтяных и газовых промыслов» (Туймазы, 2003 г.);
- на научной конференции «Вклад науки в реальный сектор экономики» (Уфа, 2003 г.);
- на республиканской научно-технической конференции «Инновационные проблемы машиностроения в Башкортостане» (Уфа, 2003 г.);
- на 2-й Международной научно-технической конференции «Новоселовские чтения» (Уфа, 2004 г.);

- на Всероссийской научно-практической конференции «Реновация: отходы – технологии – доходы» (Уфа, 2004 г.);
- на научно-практической конференции «Современное состояние процессов переработки нефти» (Уфа, 2004 г.).

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, включает список литературы из 65 наименований. Изложена на 100 страницах. Основное содержание опубликовано в 7 печатных научных трудах.

Автор выражает глубокую благодарность Аминову О.Н., сотрудникам ООО «Уралтехнострой» за оказанную помощь при проведении совместных исследований, разработок и реализации в промышленность их результатов.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы, сформулированы цель и задачи исследований, приведены краткая характеристика полученных результатов диссертационной работы, сведения о научной новизне, практической ценности и апробации работы. Отражен личный вклад автора в теоретические и практические разработки.

Первая глава посвящена установлению научно-технологических предпосылок промысловой подготовки высоковязких нефтей.

По литературным источникам выполнен анализ современных технологий, отечественного и зарубежного опыта подготовки продукции скважин (нефти, газа и воды), в том числе высоковязких и тяжелых нефтей. Обобщены результаты исследований научных подходов подъема, сбора, подготовки нефти, создания аппаратуры и оборудования.

Эксплуатационные параметры аппаратуры и оборудования для промысловой подготовки высоковязких нефтей зависят от реологических и эмульсионных характеристик, физико-химических свойств продукции скважин. Поэтому исследования этих свойств становятся первоочередными задачами.

На основании анализа накопленного производственного опыта и имеющихся результатов научно-исследовательских работ сформулированы следующие основные требования к системам промысловой подготовки аномально высоковязких нефтей.

На любой стадии разработки нефтяных месторождений эффективны совмещенные установки подготовки нефти и воды универсального типа.

Основными требованиями к системам промысловой подготовки аномально высоковязких нефтей являются: гибкость, т.е. возможность использования ряда технологических вариантов при минимальном наборе оборудования и аппаратуры; создание комплексных технологических схем эксплуатации скважин, сбора, подготовки и внешнего транспорта нефти.

Выполнены исследования исходного компонентного состава, физико-химических и сепарационных свойств нефтей, необходимых для научно обоснованного выбора технологического оборудования и аппаратуры и назначения их эксплуатационных параметров.

Исследовали три пробы нефтей и одну пробу пластовой воды по следующим параметрам: плотность, обводненность, агрегативная устойчивость, вязкость, поверхностная активность, содержание хлористых солей, механических примесей, асфальтосмолистых веществ и парафина; пластовая вода анализировалась на минерализацию, ионный состав, плотность.

Из результатов исследований видно, что нефти данного месторождения относятся к категории тяжелых с плотностью при температуре 18°C от 0,912 до 0,918 г/см³. В пределах обводненности от нуля до 6,40% обладают высокой вязкостью 565-588 мПа·с при температуре 20°C. Содержание солей – 162000,0 мг/л; мехпримесей 0,001-0,002%; смол и асфальтенов до 20%; парафинов 1,40-1,60%.

По изысканию наиболее эффективных деэмульгаторов для процессов предварительного сброса воды, обезвоживания и обессоливания была приготовлена исходная сборная нефть, смешанная в равных долях из трех представленных проб нефтей, из которых готовили искусственную эмульсию с различной обводненностью.

Смесь нефтей анализировали на качественном составе стабилизаторов. Состав данного осадка после центрифугирования содержит нефти 89,70%, осадка 2,3%, воды 7,47%. В водной вытяжке были обнаружены в основном ионы Cl^- , а также ионы Fe^{++} и SO_4^- .

Таким образом, стабилизаторами сборной эмульсии, кроме смол и парафинов, являются неорганические соединения, а именно, NaCl в виде кристаллов, сульфаты и соединения железа. Агрегативная устойчивость (АУ) изучалась на смеси искусственно приготовленных эмульсий нефтей с обводненностью 10, 40 и 60%. За агрегативную устойчивость исследуемой эмульсии принимается разница в процентах к исходной нефти между всей выделившейся водой при втором центрифугировании и процент воды, выделившейся при первом центрифугировании. В результате анализа были получены следующие значения агрегативной устойчивости для 10% эмульсии – 68%; 40% эмульсии – 85%, а для 60% эмульсии – 89%.

Исследовались физико-химические характеристики пластовой воды, которая использовалась для приготовления вышеприведенных эмульсий. Пластовая вода имеет плотность $1,132 \text{ г/см}^3$, она высокоминерализована, хлористо-кальциевого типа, содержит ионы двух- и трехвалентного железа. Общая минерализация пластовой воды составляет 262 г/л.

Содержание в воде двух- и трехвалентных ионов Fe может привести в случае смешения сероводородом, содержащимся в нефти, к образованию сульфидов железа, которые, как и обнаруженные в нефтяной фазе кристаллы NaCl , играют роль сильных стабилизаторов эмульсии.

Получены данные по вязкости нефти при температуре до 80°C .

Установлено, что кроме аномальных значений по плотности и вязкости физико-химические свойства характеризуются высоким содержанием смол и асфальтенов (около 20%), а также неорганических соединений в виде хлористых солей, сульфатов и соединений железа, а также мехпримесей, являющихся природными стабилизаторами водонефтяных эмульсий.

Высокая минерализация пластовой воды предопределяет трудности в осуществлении процесса обессоливания нефти, связанные с тем, что эмульсия при обессоливании должна подвергаться глубокому обезвоживанию в несколько стадий – до и после промывки пресной водой.

Вторая глава посвящена выбору аппаратуры и оборудования и разработке технологической схемы подготовки нефти на начальных этапах освоения месторождения Сазанкурак. Приведены ее недостатки, обоснована необходимость разработки новой технологической схемы и ее аппаратурного оформления.

Нефти месторождения Сазанкурак кроме их аномальных значений по плотности и вязкости имеют большой сульфатный фон, повышенную концентрацию неорганических соединений, возрастающую обводненность скважин.

При концентрациях воды в нефти более 50% возникают сложные множественные эмульсии с прочной бронирующей оболочкой, распределенные в объеме свободной неэмульгированной воды.

Все эти и другие факторы существенно осложняют промысловую подготовку нефти, предполагают:

- многообразие методов воздействия на эмульсии;
- разработку и применение эффективных технологических схем, оснащение их аппаратурой и оборудованием с учетом специфики сепарационных свойств аномально высоковязких нефтей.

При выборе аппаратуры и оборудования для оснащения технологической схемы подготовки нефти придерживались принципа, сформулированного в первой главе – создание совмещенной схемы с многообразием технологических процессов.

В диссертации приведено подробное описание оборудования и аппаратуры в технологиях сбора и транспортировки нефтепродукции скважин, установки подготовки нефти и газа.

Изначально существующее состояние установки подготовки нефти было ориентировано на использование западного оборудования.

Продукция нефтяных скважин (нефть, пластовая вода с остаточным попутным газом) после сепарации при давлении 0,4-0,5 МПа основного количества газа

на АГЗУ, под давлением дожимных винтовых насосов от АГЗУ проходит через теплообменники трех групповых установок, где происходит ее нагрев до 45-50°C, и по внутрипромысловому коллектору диаметром 219 мм откачивается на сборный пункт УПН для подготовки до параметров, соответствующих требованиям, предъявляемым покупателями нефти – местными нефтеперерабатывающим заводами с целью ее компудирования (смешения подготовленной нефти м/р Сазанкур с содержанием солей до 500 мг/л с товарной нефтью, имеющейся на НПЗ).

На УПН нефтегазоводяная смесь поступает с температурой 20-25°C и давлением 0,4-0,5 МПа. При существующей производительности около 900 м³/сут. поток эмульсии на входе УПН подогревается, за счет утилизации тепла горячей нефти выходящей из УПН, в теплообменных аппаратах М-15 (ГЖС – подготовленная нефть с содержанием солей 200-500 мг/л) до 40° и далее в теплообменниках (ГЖС – пар) М-10 пластинчатого типа до 95-100°C, затем поступает в трехфазный сепаратор фирмы «Bukom Laval» объемом 12 м³ и далее на центрифугу LEO (фирмы «Alfa Laval»). В трехфазном сепараторе (ССВ) поступившая среда разделяется на три фазы: нефть, вода, газ. Межфазовый уровень поддерживается автоматически датчиком уровня, который фиксирует границу раздела фаз и регулирующего клапана на линии выхода воды из трехфазного сепаратора. Имеется датчик для замера уровня границы раздела фаз «нефть-газ». Нефть автоматически отводится из сепаратора через регулирующий клапан на трубопроводе выхода нефти, который связан с датчиком уровня нефти на границе раздела фаз с газом. Давление в трехфазном сепараторе фирмы «Bukom Laval» поддерживается в пределах 2-4 атмосфер, и выделившийся газ проходит далее через вертикальный сепаратор для отбивки капельной жидкости, после чего отводится на факел высокого давления. Процесс глубокой сепарации не происходит, так как трехфазный сепаратор работает под давлением и для его снижения необходимо установить дополнительно газосепаратор с факелом низкого давления на 0,5 атм. Пластовая вода из трехфазного сепаратора направляется в резервуар пластовой воды РВС-300, для отстоя и закачки в нагнетательные скважины. Из-за несоответствия параметров пластовой воды требованиям ГОСТа при ее закачке происходили загрязнение призабойной зоны нагнетательных скважин

и рост устьевых давлений с 60 атм до 100 атм, что приводило к частым остановкам насосов ППД и переполнению резервуара пластовой воды.

Перед центрифугой эмульсия проходит через смеситель (Mixer), где в нее впрыскивается пресная вода, расход которой регулируется и составляет значительный процент от объема водонефтяной эмульсии. Остаточная обводненность после трехфазного сепаратора составляет от 3 до 12%.

Высокое водосодержание эмульсии после трехфазного сепаратора (ССБ) предопределено его малым объемом и, соответственно, недостаточным временем динамического отстоя (порядка 10-12 минут).

Из центрифуги выходит нефть с остаточным содержанием воды 0,5% и соледержанием – более 200-500 мг/л, превышающим в среднем требуемый норматив 100 мг/л. При повышенных нагрузках обводненность нефти после трехфазного сепаратора может стабильно повышаться с 3% до 10-12%, что увеличивает содержание хлористых солей в нефти после центрифуги на один порядок. Далее нефть с температурой 90-95°C через промежуточный теплообменник М-15, где происходит ее охлаждение до 40°C за счет передачи тепла входящей на УПН эмульсии, поступает в товарные резервуары РВС-2000, для дополнительного отстоя в течение суток и отгрузки железнодорожным транспортом.

Вода после трехфазного сепаратора и центрифуги сбрасывается в РВС-300 объемом 300 м³ и в 4 буллита каждый объемом 50 м³ для отстоя и последующей утилизации в нагнетательные скважины.

В целом существующая технология и набор технологического оборудования не обеспечивают стабильной работы УПН. Центрифуга LEO с проектной производительностью 70-100 м³/час фактически обеспечивает, при существующей нагрузке по жидкости 900 м³/сут, выход подготовленной к реализации нефти в объеме 550-600 м³/сут, с содержанием солей 200-500 мг/л. Нестабильная работа центрифуги вызвана неудовлетворительной работой трехфазного сепаратора и отсутствием резервного агрегата (2-й центрифуги), что исключает своевременный профилактический осмотр и обслуживание центрифуги и приводит к частым ее ремонтам, увеличению эксплуатационных затрат.

Проведенные расчеты по применению центрифуг на стадии обессоливания без добавления пресной воды также не гарантируют требуемого качества нефти.

Емкостная отстойная аппаратура для подобного типа нефтей более предпочтительна, так как в отличие от сложных механических агрегатов она не требует ремонта и оснащается простыми приборами для управления и контроля и поставляется традиционными российскими изготовителями.

Третья глава посвящена модернизации узла емкостного отстойника нефти на основании теоретических расчетов по моделированию процессов гидравлического отстоя, использованию энергии свободной (затопленной) струи и описанию коагуляции дисперсных систем.

Переход к отстойникам емкостного типа predeterminedил необходимость в упрощении внутренних устройств без ухудшения показателей функционального назначения аппаратов.

Моделирование условий седиментации (осаждения или всплытия) частиц из потока возможно провести, если воспользоваться принципом равенства градиентов горизонтальной скорости по сечению потока (частная производная горизонтальной скорости по вертикальной) в натурном (V_H) и модельном (V_M) объектах:

$$(\text{grad}V)_H = (\text{grad}V)_M. \quad (1)$$

Из рис. 1 видно, что процесс седиментации в идеализированном потоке полностью определяется условиями перехода из одного слоя в другой.

Тогда из условия (1), применяя обычную оценку, получаем для среднего значения такого градиента $\left(\frac{V}{D}\right)_H = \left(\frac{V}{D}\right)_M$, где D – диаметр отстойной части.

Принимая соотношение между вязкостью модельной и натурной жидкости $V_M = V_H \cdot \lambda^{-1,5}$, после преобразований получаем:

$$\begin{aligned} \frac{Re_H}{Re_M} &= \frac{V_H D_H \nu_M}{V_M D_M \nu_H} = \lambda^{0,5} \cdot \lambda^{0,5} = \lambda; \\ D_M &= D_H \cdot \lambda^{-0,5}; \\ \frac{Q_H}{Q_M} &= \frac{(\pi D^2 \cdot V)_H}{(\pi D^2 \cdot V)_M} = \lambda \cdot \lambda^{0,5} = \lambda^{1,5}. \end{aligned} \quad (2)$$

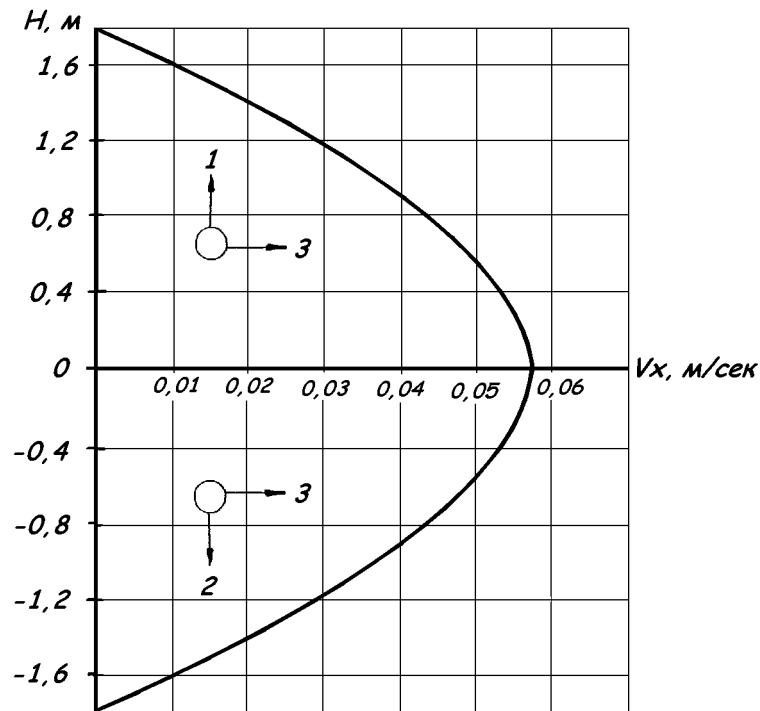


Рис. 1. Профиль скоростей потока в отстойнике:

1 – газ; 2 – вода; 3 – нефть

Последние соотношения (для диаметра D и расхода Q) позволяют значительно уменьшить затраты на построение моделей и проведение оптимизационных экспериментов.

Изложенные представления применимы при условии соблюдения ламинарности потока в аппаратах, отсутствия или незначительности влияния устройств ввода и вывода на ламинарность потоков в отстойной части аппаратов.

На основе анализа формул для определения производительности горизонтальных аппаратов цилиндрической формы установлено, что для улучшения работы отстойников необходимо:

- осуществлять предварительное укрупнение капель эмульсии до их введения в зону отстоя или расслоение эмульсии;
- обеспечивать торцевой равномерный ввод жидкости по сечению аппарата, а также равномерный отбор жидкости;
- поддерживать низкий уровень водяной подушки или практически исключать ее;

- исключать из отстойной зоны аппарата сепарацию промывки эмульсии через слой дренажной воды.

С учетом этих требований выполнены конструктивные изменения внутренних устройств горизонтального отстойника нефти ОН – основного в технологической схеме подготовки нефти.

Обычно на практике используются серийные отстойники типа ОГ, ОБН, т.е. отстойники с горизонтальным движением потока и распределителями внутри отстойника в виде перфорированных труб. Внутренняя начинка их сложная, громоздкая, в процессе эксплуатации вследствие коррозии, зарастания кристаллами солей, засорения механическими примесями быстро приходят в негодность, нарушаются гидродинамические характеристики аппаратов.

Для сазанкуракской нефти с высокой минерализацией пластовой воды применение этих отстойников без модернизации внутренней начинки становится невозможным.

Сущность модернизации заключалась в изменении конструктивного исполнения входных и выходных устройств и упрощении внутренней начинки аппарата.

Ранее существующие внутренние распределительные устройства удалены без ухудшения показателей назначения и надежности отстойника. Оставлена внутри усовершенствованная система размыва осадка мехпримесей.

Особую новизну представляет то, что отстойник снабжен входными и выходными распределительными коллекторами оригинальной конструкции, обеспечивающие эффективное использование объема аппарата за счет выравнивания эпюры скоростей и по сечению и длине отстойника.

Входной коллектор отстойника выполнен в виде отражателя, имеющего форму сферического сегмента, установленного напротив входного патрубка отстойника. Входной патрубок размещен на торце по горизонтальной оси отстойника (рис. 2). Такая конструкция входного коллектора позволяет распределить входящий в отстойник поток жидкости по поперечному сечению отстойника. При этом уже за отражателем резко падает скорость потока за счет распределения потока жидкости по всему сечению отстойника, сводятся к минимуму возмущения

отстоявшейся эмульсии в отстойнике. Размерные параметры входного отражателя рассчитаны по теории использования энергии свободной затопленной струи.

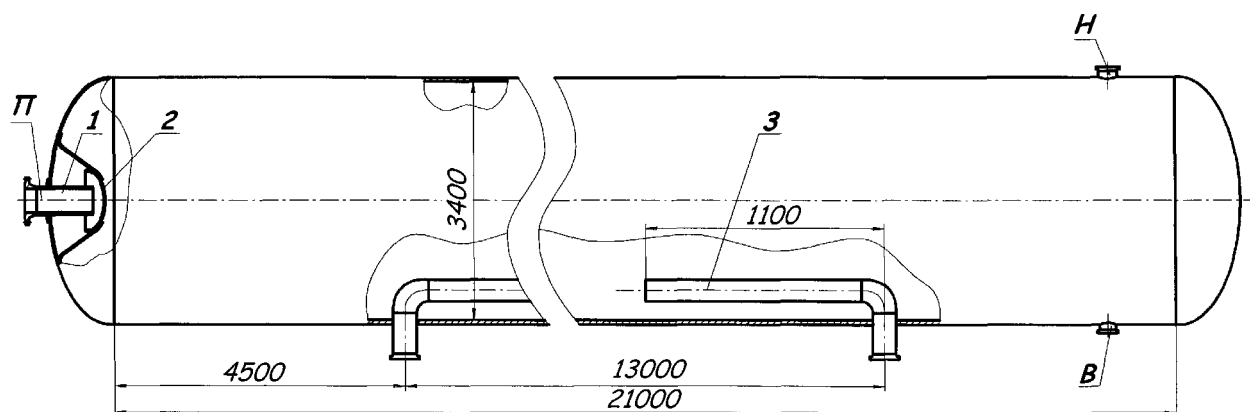


Рис. 2. Модернизированный отстойник нефти

$\text{Ø}3400 \text{ мм}, V = 2000 \text{ м}^3, P_{\text{раб}} = 1,0 \text{ МПа}:$

П – вход продукта; Н – выход нефти; В – выход воды
1 – входной патрубок; 2 – отражатель; 3 – устройство для размыва остатков мехпримесей

В результате исследований получена зависимость изменения безразмерной осевой скорости в виде

$$\frac{I_{\text{ж}}}{I_0} = \frac{0,96}{\frac{aS}{R_0} + 0,29}, \quad (3)$$

где $I_{\text{ж}}$ – скорость в центре данного сечения струи, м/с; I_0 – скорость в начальном сечении струи, м/с; S – расстояние от отражателя до начального сечения струи, м; R_0 – радиус начального сечения, м; a – экспериментальная константа, зависящая от структуры потока в начальном сечении.

Используя эту зависимость, определены параметры отражателя на входном патрубке отстойника.

Из литературного источника известно, что $a \cong 0,08$. Для нашего случая $R_0 = 0,1 \text{ м}$ считаем, что отражатель необходимо устанавливать до расширения струи, т.е. при $I_{\text{ж}} = I_0$. При таких условиях по формуле (4) можно найти S – расстояние до отражателя:

$$1 = \frac{0,96}{\frac{aS}{R_0} + 0,29}. \quad (4)$$

Отсюда $S = 0,875$ м. При этом диаметр отражателя должен быть не менее диаметра входного патрубка. Но с учетом искривления входящей струи принимаем диаметр отражателя в два раза больше, чем диаметр входного патрубка, т.е. не меньше 400 мм.

Выходные коллекторы для отвода нефти и воды выполнены так, чтобы нефть поступала в коллектор только с горизонтального слоя на уровне размещения коллектора для отвода нефти, а коллектор для отвода воды обеспечивает забор и отвод воды с нижнего горизонтального слоя без вовлечения воды с других слоев с целью сохранения заданных условий забора воды.

Теоретически подтвержденные размерные параметры входного отражателя и выходных коллекторов позволили следующее:

- резко снизить скорость внутри отстойника (более чем в 300 раз);
- сократить протяженность возмущенного потока после отражателя;
- совместная работа входных и выходных коллекторов, отсутствие внутренних перегородок обеспечивают горизонтальное движение потока в ламинарном режиме, что позволяет эффективно использовать объем аппарата за счет выравнивания эпюры скоростей по сечению и длине емкостной части аппарата.

На установку подготовки anomalно вязких и тяжелых нефтей, как правило, поступает эмульсия, размеры капель пластовой воды в которой составляют всего несколько микрометров. Такие капли невозможно осадить за технологически приемлемый отрезок времени ведения процесса подготовки нефти.

Поэтому перед отстаиванием необходимо осуществление специального процесса укрупнения капель воды в эмульсии (коалесценции) до размеров, обеспечивающих требуемую скорость расслоения эмульсии.

Математическая модель процесса коалесценции капель пластовой воды в турбулентном потоке нефти подобна модели для описания коагуляции дисперсных систем и имеет вид

$$\frac{dn_i}{dt} = 2\pi \sum_{\ell+j=i} D_{\text{турб}} (d_\ell + d_j) n_\ell n_j - 4\pi n_i \sum_{\ell=1} D_{\text{турб}} (d_\ell + d_i) n_\ell \quad (5)$$

с начальными условиями: $n = n_1$; $n_i = 0$ ($i \neq 1$) при $t = 0$.

Здесь n – число частиц в единице объема; d – диаметр частицы; t – время; $D_{\text{турб}}$ – коэффициент турбулентной диффузии; ℓ – характерная длина турбулентного потока.

Это уравнение описывает изменение n_i – числа частиц диаметром d_i с течением времени в результате слияния более мелких частиц диаметром d_ℓ и d_j в частицу диаметром d_i и слияние частиц диаметром d_i с частицами диаметром d_ℓ , ведущего к появлению более крупных частиц.

Решение этого уравнения позволяет получить связь числа частиц диаметром d_i и время коалесценции и имеет вид

$$\chi = 4\pi \cdot D_{\text{турб}} \cdot d_i \cdot n_i \cdot t, \quad (6)$$

где χ – безразмерное время коалесценции; n_i – число исходных частиц; d_i – диаметр исходных частиц.

Это решение имеет место в узком интервале времени при $\chi < 1$.

Поэтому уравнение (6) может быть успешно использовано в нашем случае для оценки скорости процессов коалесценции в коротких трубопроводах – каплеобразователях или аппаратах – укрупнителях.

Основываясь на данном теоретическом положении, перед горизонтальным емкостным отстойником нефти ОН установлено коалесцирующее устройство с внутренней начинкой в виде регулярной металлической проволочной насадки. Обвязка коалесцеров выполнена так, чтобы обеспечить возможность их использования при последовательном и параллельном режимах их подключения для обеспечения обезвоживания нефти в отстойнике до необходимой степени.

Четвертая глава посвящена разработке модернизированной технологической схемы промышленной подготовки нефти и компоновке ее оборудованием и аппаратурой на основе выполненных технологических, теплотехнических и механических расчетов.

Блок-схема установки подготовки нефти приведена на рис. 3 и работает по двум вариантам подготовки товарной нефти.

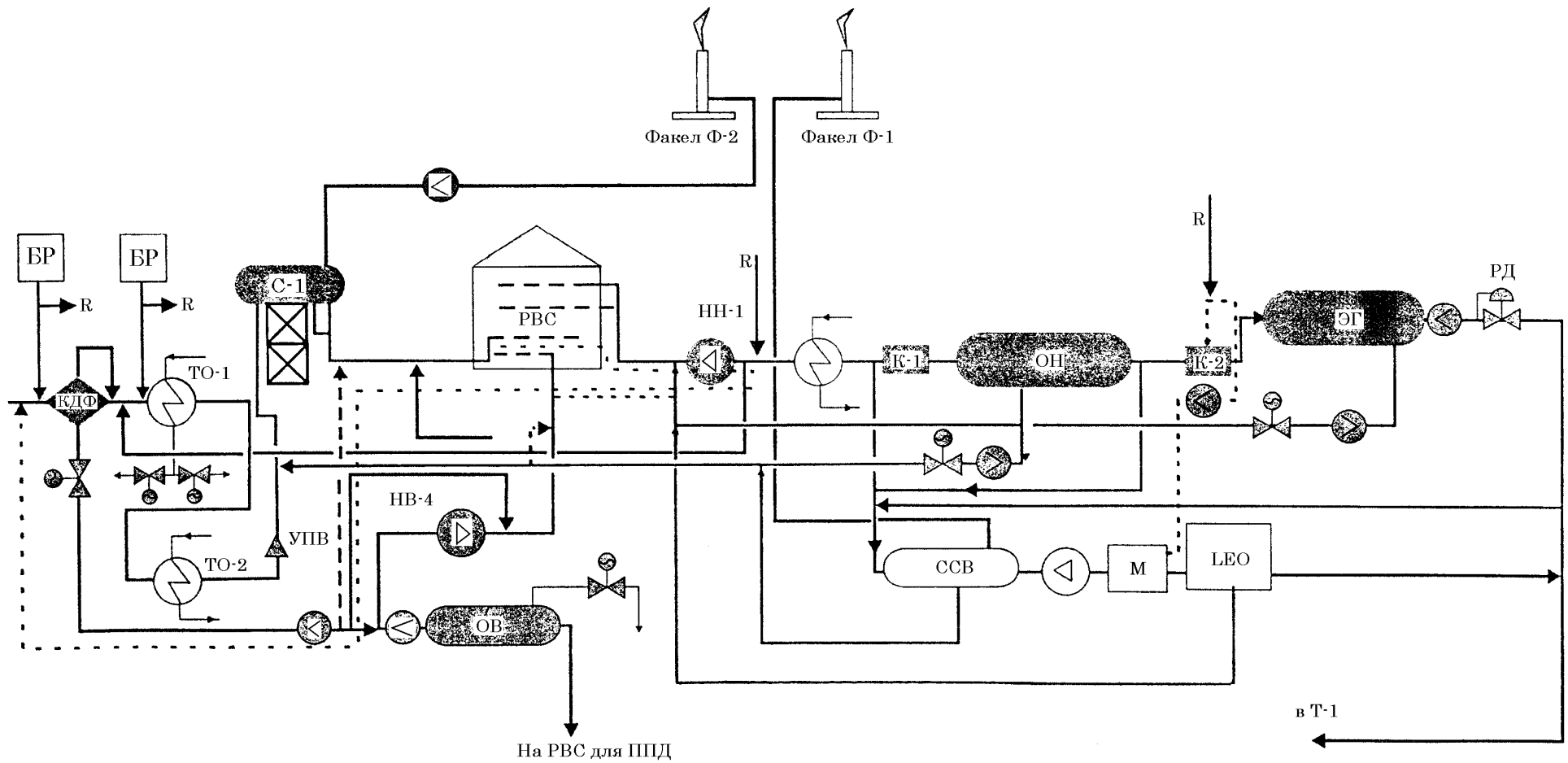


Рис. 3. Блок-схема установки подготовки нефти

По первому варианту основная технологическая линия УПН с использованием российского емкостного оборудования самостоятельно подготавливает нефть высшей категории при обводненности продукции 70% и объеме поступающей водонефтегазовой эмульсии – 2385 м³/сут.

При работе блок-схемы по второму варианту подготовки нефти российское оборудование может совместно эксплуатироваться с вспомогательной технологической линией с применением оборудования западного производства – трехфазный сепаратор (ССВ), поз. 10, миксер (М), поз. 11 и центрифуга LEO, поз. 12 с производительностью до 900 м³/сут по жидкости.

Работа модернизированной блок-схемы по первому (основному) варианту. Продукция скважин газожидкостная смесь (ГЖС) поступает на установку подготовки нефти. На входе в установку перед концевым делителем фаз (КДФ) из блока подачи реагента БР, поз. 1 подается ингибитор коррозии, затем ГЖС поступает в концевой делитель фаз КДФ, где происходит предварительный сброс воды в количестве 40-50%, перед ТО-1, поз. 2 и ТО-2, поз. 2а из блока подачи реагента БР, поз. 1 подается деэмульгатор, далее ГЖС через теплообменники предварительного нагрева ТО-1 и ТО-2 с температурой 80°С поступает в дестабилизатор потока и затем во входной сепаратор С-1, поз. 3, расположенный на постаменте высотой 14 метров для обеспечения слива нефти в два технологических резервуара РВС, поз. 4.

В сепараторе С-1, поз. 3 объемом 50 м³ поддерживается давление 0,005 МПа. При заполнении аппарата на 0,5 диаметра время пребывания жидкости в нем при загрузке 2385 м³/сут составит 25 минут. Уровень жидкости контролируется датчиком уровня с выдачей сигнала на компьютер оператора и поддерживается за счет конструктивного исполнения выходного патрубка. Выделившийся в сепараторе газ отводится на факел низкого давления.

Водонефтяная эмульсия из выходного сепаратора поступает в технологические резервуары РВС-1 и РВС-2, поз. 4, где происходит ее отстой до остаточного водосодержания 5%. Эффективная работа резервуаров обеспечивается распределительными трубными устройствами на входе эмульсии, выходе нефти и

воды и поддержанием заданных уровней нефти, воды и межфазного уровня «нефть-вода» с помощью насосов НН-1, поз. 5 и НВ-4, поз. 6.

Из резервуаров частично обезвоженная нефть подается винтовыми насосами НН-1 в аппараты, непосредственно входящие в установку обезвоживания нефти (УОН):

- теплообменники (эмульсия-пар) ТО-3, поз. 2б, в которых происходит нагрев нефти до температуры 90-95°C;
- отстойник нефти горизонтальный ОН, поз. 8 модернизированный, с входным коалесцирующим устройством К-1, поз. 7;
- смесительное устройство К-2, поз. 11а для впрыскивания и перемешивания пресной воды в потоке водонефтяной эмульсии.

Работа УОН с набором перечисленного оборудования осуществляется следующим образом.

Нефть с остаточной водой до 5% в виде эмульсии насосами НН-1, поз. 5 после нагрева до 95°C в теплообменнике ТО-3, поз. 2б поступает в отстойник ОН, поз. 8. Для интенсификации процесса водоотделения отстойник снабжен входным устройством в виде трубных секций с гидродинамическим воздействием.

Гидродинамическое воздействие на эмульсию осуществляется в коалесцере регулярной проволочной насадкой (РПН). Для оптимизации воздействия конструкция коалесцера позволяет изменять скорость и длительность движения жидкости через нее за счет параллельно последовательного соединения секций РПН.

Отстойник напорный ОН, поз. 8 – аппарат объемом 200 м³ (диаметром 3400 мм, длиной корпуса около 22 м) с горизонтальным движением жидкости. Расчетное давление аппарата 1,6 МПа. Время отстоя жидкости при нагрузке 1255 м³ (при обводненности до 5%) составляет 230 минут. Аппарат снабжен входными и выходными распределительными коллекторами, что обеспечивает эффективное использование объема аппарата за счет выравнивания эпюры скоростей по сечению и длине емкости.

Отстойник ОН работает в режиме полного заполнения без выделения газа, для чего в нем поддерживается давление выше давления насыщенных паров,

при котором начинается разгазирование нефти. Содержание хлористых солей в нефти на выходе из отстойника колеблется в пределах 80-120 мг/л.

После отстойника нефть с остаточным содержанием воды 0,5-0,8% и хлористых солей 80-120 мг/л подается для дальнейшего обессоливания в электродегидратор ЭГ, поз. 9. Перед электродегидратором в нефтяной поток с помощью смесительного устройства К-2, поз. 11а вводится подогретая до 90°C пресная вода в количестве 9,9% от объема нефти с запасом от расчетного объема, необходимого для достижения предельного солесодержания 40 мг/л при остаточном содержании воды в нефти до 0,5%, мехпримесям 0,05%.

В качестве смесительного устройства используется смеситель конструкции ВНИИнефтемаш, поставляемый в комплекте с электродегидратором.

Одним из условий работы смесителя является предотвращение раннего вскипания в нем воды, вследствие чего в каплях воды может произойти образование твердых кристаллов солей, удаление которых потребует вторичной промывки нефти пресной водой.

Время отстоя нефти в электродегидраторе ЭГ (при воздействии электрического поля) составляет 2 часа. Удаление отстоявшейся воды из ЭГ осуществляется при минимальной высоте водного слоя (аналогично предыдущей ступени водоотделения).

Представленная схема подготовки нефти является автономной по отношению к существующей установке с использованием центрифуги ЛЕО и не включает ее работу в качестве параллельной или вспомогательной линии.

Поток воды, сбрасываемый из ОН, поз. 8 поступает в С-1, поз. 3, вода, сбрасываемая с ЭГ, поз. 9 возвращается на прием насосов НН-1, поз. 5, а из насосов вода подается на вход в теплообменники ТО-1, поз. 2 и ТО-2, поз. 2а. После теплообменников подогретая вода проходит через УПВ и поступает в С-1, поз. 3 и далее в РВС-1,2, поз. 4. Из технических резервуаров РВС-1,2 вода поступает на прием насосов НВ-4, поз. 6. Сбор всех сбросов воды в один поток облегчает ее очистку и контроль за ее утилизацией. Загрязненность воды, сбрасываемой из технических резервуаров, как правило, нестабильна и составляет в среднем 100 мг/л по нефтепродуктам и мехпримесям.

Для дальнейшей очистки воды используется отстойник воды ОВ, поз. 14 объемом 100 м^3 . Ожидаемая степень очистки воды на выходе отстойника до 20 мг/л по нефти и мехпримесям.

Подготовленная вода подается для закачки в нагнетательные скважины.

Внедренная технологическая нитка на месторождении Сазанкурак рассчитана на производительность $2385 \text{ м}^3/\text{сут}$ и на варианты обводненности 52 и 70% воды. Обеспечивает промысловую подготовку нефти до высшей группы качества с показателями по хлористым солям до 25-40 мг/л; по воде – 0,5%; мехпримесям – 0,05%.

Основные выводы и результаты

1. Первоначально принятая технология с использованием западного оборудования не обеспечивает проектную производительность и заданное качество из-за физико-химических свойств нефти месторождения Сазанкурак. Определена необходимость использования емкостной отстойной аппаратуры.
2. Разработана и внедрена в производство модернизированная функциональная блок-схема установки подготовки нефти, в состав которой входят: концевой делитель фаз, сепаратор нефтегазовый, насосная для перекачки нефти, отстойник нефти горизонтальный, комплект трубной обвязки с запорной предохранительной арматурой, средствами автоматизации, контроля и регулирования; электродегидратор с устройством размыва осадков мехпримесей; блок подготовки пластовой воды, автоматизированная система управления. Для перечисленных элементов характерна технологическая взаимосвязанность осуществляемых на них процессов.
3. Выполнена модернизация внутренних устройств горизонтального емкостного отстойника нефти. Оснащение его входным торцевым отражателем, имеющим форму сферического сегмента, позволило:
 - резко снизить скорость потока внутри отстойника (более чем в 300 раз);
 - сократить протяженность возмущенного потока после отражателя;

- совместная работа входных и выходных коллекторов, отсутствие внутренних перегородок обеспечивают горизонтальное движение потока в ламинарном режиме, что позволяет эффективно использовать объем аппарата за счет выравнивания эпюры скоростей по сечению и длине емкостной части отстойника.
4. Исходя из теоретических положений для описания коагуляции дисперсных систем, перед горизонтальным емкостным отстойником нефти установлено коалесцирующее устройство с внутренней начинкой в виде регулярной металлической насадки, интенсифицирующей процесс водоотделения путем гидродинамического воздействия на эмульсию. Обвязка коалесцеров позволяет обеспечить возможность их использования при последовательном и параллельном режимах их подключения для обезвоживания нефти в отстойнике до необходимой степени.
 5. Внедрение выполненных научно-технических и технологических разработок на месторождении Сазанкурак позволили вывести установку подготовки нефти на стабильный режим работы. Использование коалесцеров и конструктивные изменения отстойника нефти, усовершенствование ряда технологических процессов позволили получать качественную товарную нефть с параметрами, превышающими экспортные требования. При исходной обводненности нефти 70% и концентрации солей до 162000 мг/л содержание воды в подготовленной нефти снижено до 0,3-0,5%, хлористых солей – до 25-40 мг/л, а мехпримесей – 0,05%.

Улучшено качество подготовленной до требований ГОСТа подтоварной воды, закачиваемой при минимальных давлениях 0,6 МПа в нагнетательные скважины.

Уменьшено количество остаточного растворенного газа в нефти, что позволило продлить эксплуатацию технологических и товарных резервуаров.

Применение российских технологий и оборудования позволило снизить эксплуатационные затраты и совместить эксплуатацию российского и западного оборудования для подготовки товарной нефти высшей категории.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Жолумбаев М.Т., Бакиев Т.А., Жолумбаев А.М. Физико-химические свойства аномально высоковязких нефтей // Роль науки в развитии нефтегазовой отрасли Республики Башкортостан: Сборник докладов научно-практической конференции «Вклад науки Республики Башкортостан в реальный сектор экономики». – Уфа: Транстэк, 2003. – С. 44-47.
2. Жолумбаев М.Т., Бакиев Т.А. Технологическое оборудование для подготовки высоковязкой нефти на месторождении Сазанкурак // Инновационные проблемы развития машиностроения в Башкортостане: Сборник научных трудов. – Уфа: Гилем, 2003. – С. 140-149.
3. Жолумбаев М.Т., Жолумбаев А.М. Технологическая схема промышленной подготовки аномально высоковязкой нефти // Инновационные проблемы развития машиностроения в Башкортостане: Сборник научных трудов. – Уфа: Гилем, 2003. – С. 162-166.
4. Сулейманов Р.Н., Жолумбаев М.Т. Моделирование процессов гравитационного отстоя // Новоселовские чтения: Материалы 2-й Международной научно-технической конференции. – Уфа: УГНТУ, 2004. – С. 61-62.
5. Бакиев Т.А., Жолумбаев М.Т. Модернизированный емкостный отстойник нефти // Реновация: отходы – технологии – доходы: Материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Уфа, 2004. – С. 31-33.
6. Жолумбаев М.Т., Бакиев А.Ф. Расчеты процесса осаждения капель воды для выбора коалесцирующего устройства // Реновация: отходы – технологии – доходы: Материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Уфа, 2004. – С. 35-38.
7. Жолумбаев М.Т. Аппаратура и оборудование для промышленной подготовки высоковязкой нефти // Современное состояние процессов переработки нефти: Материалы научно-практической конференции. – Уфа: Изд-во ГУП ИНХП, 2004. – С. 288-291.